

# **Comportamento de Células Solares Fotovoltaicas de Si-a em Campo e sua Degradação**

**Por**

**Mário Jorge Cardoso Guimarães**

**Dissertação apresentada na Faculdade de Ciências e Tecnologia da  
Universidade Nova de Lisboa para a obtenção do grau de Mestre em  
Engenharia Microelectrónica e Nanotecnologia**

Orientador (FCT/UNL): Prof. Doutora Isabel Ferreira

Orientador (Solar Plus): Eng. Carlos Rodrigues

**Monte da Caparica**

**2010**



## Agradecimentos

Aproveito esta oportunidade para agradecer de uma forma sucinta a todas as pessoas que me ajudaram a levar a bom porto este trabalho.

Em primeiro lugar, ao departamento de Ciência dos Materiais e à *Solar Plus*, em particular à Engenheira Ana Bicho, por me ter dado a oportunidade de realizar o estágio, por ter apostado nas minhas capacidades e por me ter dado todas as condições para a realização dos estudos.

Aos meus orientadores, Professora Isabel Ferreira e Eng. Carlos Rodrigues pelas sugestões e esclarecimento de dúvidas que sempre demonstraram durante a elaboração dos estudos aqui apresentados.

Aos meus colegas da *Solar Plus* pela ajuda e companheirismo demonstrado.

Ao Engenheiro Nuno Carlos da *Net Plan* pelo fornecimento e esclarecimento de dúvidas dos dados da Central de Valadas, sem os quais não seria possível realizar uma parte vital deste trabalho.

À minha namorada e amiga, Ana, por sempre me ter apoiado e ter estado sempre presente ao meu lado.

A todos os meus amigos, em particular à Andreia, Jair, Jojo, Igor, Lara e Vasques pela amizade.

Aos meus pais, Jorge e Teresa agradeço-lhes do fundo do coração por todo o apoio e esforço que sempre tiveram comigo de forma a ser possível tirar o curso.

O meu muito obrigado a todos!



## Resumo

Um dos objectivos deste trabalho consistiu em estudar o comportamento em campo de módulos da Solar Plus em serviço numa Central fotovoltaica. Este estudo foi realizado analisando os dados da energia produzida num período de tempo (igual ou superior a três meses) e a partir destes determinou-se o rendimento do sistema e o rácio do desempenho. Os valores obtidos permitiram concluir que os sistemas instalados possuem um bom desempenho.

O segundo objectivo deste trabalho foi estudar a evolução da fotodegradação dos módulos em campo. Com este estudo foi possível concluir o efeito da temperatura ambiente e condições climáticas no desempenho e degradação dos módulos.

Um dos factores externos que influenciam os resultados da produção de energia dos módulos em serviço é a presença de sujidade na superfície exposta ao sol. Neste estudo concluiu-se que, em módulos localizados junto a uma zona de maior concentração de poeiras a perda de potência pode atingir os 7%.

Também o efeito do sombreamento nos painéis foi alvo de estudo neste trabalho. Dos resultados obtidos, conclui-se que para o sombreamento perpendicular aos cortes a laser existe uma relação proporcional entre a perda de potência e a área afectada, mas para um sombreamento paralelo aos mesmos cortes a perda de potência é bem mais significativa.

## **Abstract**

One objective of this work was to study the field performance of Solar Plus modules in service in a Photovoltaic Plant. This study was conducted by analyzing data of the energy produced over a period of time (three months and longer) and from these it was determined the system performance and the performance ratio. The values obtained showed that the systems installed have a good performance.

The second objective was to study the evolution of photodegradation in the modules in field. With this study it was concluded about the effect of temperature and weather conditions in the performance and degradation of the modules.

One of the external factors that influence the results of energy production of modules in service is the presence of dirt on the surface of the modules exposed to the sun. We concluded that, in modules in service within an area of greater concentration of dust, the power loss may reach 7%.

Also the effect of shading of the panels was a target of the present study. From our results, we conclude that for the perpendicular shading to the laser cuts there is a proportional relationship between power loss and the affected area, but for a parallel shade to the laser cuts, power loss is much more significant.

## Lista de abreviaturas

A1 - Módulo Solar Plus em campo desde Agosto 2008

A2 - Módulo Solar Plus em campo desde Agosto 2008

Al - Alumínio

AM – Intensidade de radiação equivalente à “massa do ar”

AM 1.5 – Distribuição do espectro solar equivalente a uma densidade de potência de 1000  $\text{W.m}^{-2}$

B1 - Módulo Solar Plus em campo desde Dezembro 2008

B2 - Módulo Solar Plus em campo desde Dezembro 2008

BIPV - *Building integration of Photovoltaic*

c.a – Corrente alterna

c.c – Corrente continua

C1 - Módulo EPV em campo desde Janeiro 2007

C2 - Módulo EPV em campo desde Janeiro 2007

CdTe – Cádmio-Telúrio

CIGS – Cobre-Índio-Gálio-Selénio

EVA –Etileno Vinil Acetato ( *Ethylene Vinyl Acetate*)

FF - Factor de Forma

IEC- *Internacional Electrotechnical Comission*

$I_m$  – Corrente no ponto de potência máxima do célula

$I_{sc}$  – Corrente de curto – circuito, quando não há tensão nos terminais da célula

$K_t$  - índice de transparência da atmosfera

MPPT – Máximo ponto de operação (*Maximum Power Point Tracker*)

$P_{max}$  – Potência máxima em condições STC

PR – Rácio de Desempenho (*Performance Ratio*)

$R_s$  – Resistência série do módulo

$R_{sh}$  – Resistência paralela do módulo

Si-a – Silício amorfo

Si-a:H – Silício amorfo Hidrogenado

Si-c – Silício cristalino

$\text{SnO}_2$  - Óxido de estanho

SP42 - Módulo Solar Plus com 42 W de potência STC

STC – Condições padronizadas de teste (*Standart Test Conditions*) – radiação de  $1 \text{ kW.m}^{-2}$  com AM 1.5 e temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$

SWE – Efeito de Staebler-Wronski (*Staebler-Wronski Effect*)

TCO – Óxido Transparente e Conductor (*Transparent Conductive Oxide*)

$V_m$  – Tensão máxima do módulo em condições STC

$V_m$  - Tensão no ponto de potência máxima do célula

$V_{oc}$  – Tensão em circuito aberto, quando não passa corrente na célula

Watt pico – Potência medida nas condições STC

$Y_a$  - Número de horas diárias de funcionamento à potência nominal instalada

$Y_f$  – Número de horas diárias em que o sistema forneceu energia à rede funcionando à sua potência nominal instalada

$Y_r$  - Número de horas diárias equivalentes à radiação solar de  $1 \text{ kW}$

ZnO - Óxido de Zinco



---

# Índice

<b>1</b>	<b>Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1	<i>Enquadramento do trabalho .....</i>	<i>1</i>
1.2	<i>Objectivos .....</i>	<i>1</i>
<b>2</b>	<b>A empresa - Solar Plus.....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Módulos fotovoltaicos da Solar Plus.....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Silício amorfo.....</b>	<b>5</b>
4.1	<i>Efeito de Staebler-Wronski .....</i>	<i>5</i>
<b>5</b>	<b>Tecnologia de silício amorfo vs cristalino.....</b>	<b>14</b>
5.1	<i>Comparação com outras tecnologias .....</i>	<i>18</i>
<b>6</b>	<b>A central fotovoltaica de Valadas – Ferreira do Zêzere.....</b>	<b>23</b>
6.1	<i>Módulos EPV.....</i>	<i>26</i>
6.2	<i>Módulos Solar Plus .....</i>	<i>26</i>
<b>7</b>	<b>Desempenho dos módulos .....</b>	<b>28</b>
7.1	<i>Módulos Solar Plus antigos .....</i>	<i>31</i>
7.2	<i>Módulos Solar Plus recentes.....</i>	<i>34</i>
<b>8</b>	<b>Rendimento.....</b>	<b>39</b>
8.1	<i>Descrição do estudo do rendimento total do sistema.....</i>	<i>39</i>
8.2	<i>Rácio da conversão da potência c.a./c.c. ....</i>	<i>42</i>
<b>9</b>	<b>Estudo da fotodegradação de módulos em campo.....</b>	<b>44</b>
9.1	<i>Descrição do estudo realizado.....</i>	<i>44</i>
9.2	<i>Resumo da evolução da potência dos módulos Solar Plus e EPV.....</i>	<i>45</i>
9.3	<i>Descriminação das potência dos módulos Solar Plus e EPV.....</i>	<i>46</i>
9.4	<i>Potência de campo vs potência de referência.....</i>	<i>47</i>

9.5	<i>Degradação das características eléctricas .....</i>	49
9.6	<i>Comparação da degradação de potência entre dois estudos consecutivos .....</i>	54
9.7	<i>Estudo da influência da sujidade na potência dos módulos.....</i>	57
9.8	<i>Conclusão geral .....</i>	61
<b>10</b>	<b>Estudo de sombreamento .....</b>	<b>64</b>
10.1	<i>Descrição do estudo efectuado .....</i>	64
10.2	<i>Conclusão.....</i>	68
<b>11</b>	<b>Conclusão e perspectivas futuras de trabalho .....</b>	<b>69</b>
<b>12</b>	<b>Bibliografia .....</b>	<b>XVII</b>

## Índice de Figuras

Figura 3.1 – Esquema de um módulo fotovoltaico produzido na Solar Plus. ....	3
Figura 3.2 – Estrutura de duas camadas PIN da célula solar produzida na <i>Solar Plus</i> . ....	4
Figura 3.3 – Esquema de individualização das células após as etapas de corte a laser (1). ....	4
Figura 4.1 – Exemplo de uma ligação pendente na estrutura do Si-a hidrogenado (3). ....	6
Figura 4.2– Concentração de ligações Si-H (▲) e de ligações pendentes (■) depois de ser feito recozimento durante 30 min a várias temperaturas (11) .....	9
Figura 4.3 - Evolução da potência normalizada de módulos de cinco diferentes fabricantes de Si-a:H ao longo de quatro anos de estudo em 3 diferentes localizações (12). ....	11
Figura 5.1 – Espectro em diferentes períodos do ano da radiação solar (8). ....	15
Figura 5.2 - Comparação entre a energia produzida, num dia com temperatura ambiente de 36 °C, entre módulos Si-a e Si-c (18) .....	16
Figura 5.3 - Comparação entre a energia produzida, num dia com temperatura ambiente de 21 °C, entre módulos Si-a e Si-c (18). ....	17
Figura 5.4 - Comparação entre a energia produzida, num dia tempestuoso, entre módulos Si- a e Si-c (18). ....	17
Figura 5.5 - Resposta espectral de células de várias tecnologias em comparação com os espectro solar AM 1.5 (19) .....	18
Figura 5.6 – Representação do <i>air mass</i> na superfície terrestre (23). ....	19
Figura 5.7 – Variação do sinal de células solares de referência de Si-a e cristalina relativamente a um piranómetro em função do índice da massa do ar e do índice de transparência em dias de céu limpo e céu nublado, com $k_{tstar} < 0,4$ (19). ....	20
Figura 5.8 - Variação ao longo do dia do valor de AM em diferentes períodos do ano (24). ...	21
Figura 5.9 - Densidade da potência espectral do Sol para valores de AM 0 e AM 1.5 em função comprimento de onda (25). ....	22
Figura 6.1- Esquema da uma estrutura de módulos fotovoltaicos na central de Valadas. ....	24
Figura 6.2 - Esquema da ligação trifásica de cada 3 inversores. ....	24
Figura 6.3– Célula de radiação e anemómetro na central fotovoltaica de Valadas. ....	25
Figura 9.1 – Estrutura com módulos limpos e com poeira acumulada em campo, Junho de 2009. ....	59
Figura 9.2 – Estrutura com módulos limpos e com poeira acumulada em campo, Julho de 2009. ....	59

Figura 9.3 – Pormenor da sujidade acumulada no módulo B durante o mês de Agosto. ....	60
Figura 9.4 – Pormenor de uma zona do módulo onde é visível a diferença entre uma região limpa e outra suja. ....	60
Figura 10.1 - Módulo com 15 % de área inoperativa. ....	64
Figura 10.2 - Módulo com 50 % de área inoperativa. ....	64
Figura 10.3 - Módulo com uma célula inoperativa. ....	65
Figura 10.4 - Uma célula inoperativa de cada lado do módulo. ....	65
Figura 10.5 - Pormenor de duas células inoperativas no módulo.....	65
Figura 10.6 - Duas células inoperativas de um lado e uma célula no outro lado do módulo. .	66

## Índice de Gráficos

Gráfico 7.1 - Energia c.a. entregue à rede, em kWh, por estrutura de Agosto de 2008 a Fevereiro de 2009.....	31
Gráfico 7.2 – Rácio do sistema em horas, para cada estrutura entre de Agosto 2008 e Fevereiro de 2009.....	32
Gráfico 7.3 - Rácio de desempenho, PR, para estruturas <i>Solar Plus</i> e <i>EPV</i> entre de Agosto 2008 e Fevereiro de 2009 .....	33
Gráfico 7.4 - Média mensal dos valores obtidos do rácio de desempenho de cada estrutura dos módulos <i>EPV</i> e <i>Solar Plus</i> .....	34
Gráfico 7.5 - Energia c.a. entregue à rede, em kWh, por estrutura de Dezembro de 2008 e Fevereiro de 2009.....	35
Gráfico 7.6 - Rácio do sistema $-Y_F$ , em horas, para cada estrutura de Dezembro 2008 a Fevereiro de 2009.....	35
Gráfico 7.7 - PR para cada estrutura de Dezembro 2008 a Fevereiro de 2009. ....	36
Gráfico 7.8 - Rácio de desempenho médio para os módulos de Dezembro de 2008 até Fevereiro de 2009.....	36
Gráfico 7.9 - Variação do rácio de desempenho para os módulos <i>EPV</i> e <i>Solar Plus</i> . ....	37
Gráfico 7.10 - Variação do Rácio de desempenho entre dois meses consecutivos.....	38
Gráfico 8.1 – Rendimento mensal da central de Valadas, desde da sua entrada em funcionamento em Julho de 2007 até Fevereiro de 2009. ....	41
Gráfico 8.2 - Rácio de conversão da potência de c.c para c.a. entre Agosto e Novembro de 2008 do inversor SMA 6000A com módulos da <i>Solar Plus</i> . ....	43
Gráfico 9.1 – Evolução da potência dos 3 tipos de módulos durante os quatro estudos realizados.....	45
Gráfico 9.2 - Variação média da potência de campo em comparação com a potência de referência entre Junho e Setembro de 2009 .....	48
Gráfico 9.3 - Variação média dos parâmetros eléctricos dos módulos SP42 após um período de campo. ....	50
Gráfico 9.4 - Variação média dos parâmetros eléctricos dos módulos SP42 e <i>EPV</i> após um período de campo.....	51
Gráfico 9.5 - Variação média dos parâmetros eléctricos dos módulos SP42 e <i>EPV</i> após um período de campo.....	52

Gráfico 9.6 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV após um período de campo.....	53
Gráfico 9.7- Variação da potência nos módulos SP entre o mês de Junho e Julho de 2009. ..	55
Gráfico 9.8 - Variação da potência nos módulos SP e EPV entre o mês de Julho e Agosto de 2009. ....	55
Gráfico 9.9 - Variação da potência dos módulos SP e EPV entre o mês de Agosto e Setembro. ....	56
Gráfico 9.10 – Variação média após efectuada a limpeza dos módulos em campo de Junho a Setembro. ....	58

## Índice de Quadros

Quadro 4.1 - Descrição das condições climáticas nos locais onde foram instalados os módulos para o estudo (12). .....	10
Quadro 4.2 – Degradação dos parâmetros eléctricos dos módulos após 1 ano em serviço. ...	13
Quadro 6.1 - Parâmetros eléctricos para os módulos EPV instalados na central fotovoltaica. ....	26
Quadro 6.2 - Parâmetros eléctricos para os módulos Solar Plus instalados na central fotovoltaica.....	27
Quadro 6.3 – Descrição da nomenclatura utilizada no capítulo em estudo.....	27
Quadro 7.1 - Descrição do histórico dos módulos presentes no estudo. ....	28
Quadro 7.2 $-Y_R$ , em horas, para cada estrutura entre de Agosto 2008 e Fevereiro de 2009 ..	33
Quadro 8.1 – Rendimento mensal entre Agosto de 2007 e Fevereiro de 2009. ....	40
Quadro 9.1 – Resumo da nomenclatura utilizada para o estudo efectuado. ....	44
Quadro 9.2 - Resumos dos valores da evolução da potência dos módulos em campo.....	45
Quadro 9.3 – Discriminação de potência: de referência, teste final de fábrica e de campo nos meses de estudo. ....	46
Quadro 9.4 - Variação de potência de cada módulo SP 42 e EPV após um período de campo nos meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro .....	47
Quadro 9.5 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Junho. ....	50
Quadro 9.6 – Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Julho.....	51
Quadro 9.7 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Agosto.....	52
Quadro 9.8 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Setembro. ....	53
Quadro 9.9 – Variação da potência após limpeza dos módulos no mês de Junho.....	57





# **1 Introdução**

## **1.1 Enquadramento do trabalho**

Este trabalho insere-se no estágio curricular conducente à realização da Tese de Mestrado no âmbito do Mestrado de Bolonha em Engenharia Microelectrónica e Nanotecnologia.

## **1.2 Objectivos**

Este estudo teve por objectivo avaliar o comportamento em serviço dos módulos da Solar *Plus* instalados. Com estes mesmos módulos foi estudada a influência das poeiras e/ou sujidade no comportamento dos módulos em campo em diferentes meses do ano.

Efectuaram-se ainda vários tipos de sombreamentos com diferentes números de células cobertas para estudar a sua influência nos parâmetros eléctricos. Tal permitirá melhorar a forma de montar o módulo fotovoltaico em campo.

Resumidamente o trabalho proposto engloba três grandes estudos:

- 1- O estudo do comportamento dos módulos em serviço existentes numa Central fotovoltaica;
- 2- A evolução da fotodegradação dos mesmos módulos ao longo do tempo;
- 3- O efeito do sombreamento no desempenho dos módulos em serviço.

## 2 A empresa - Solar Plus

A *Solar Plus* – Produção de Painéis Solares SA, é uma empresa Portuguesa fundada em 2005 sendo o único produtor nacional de Módulos Fotovoltaicos de Silício Amorfo, tecnologia filme fino, do inglês *Thin Film*.

A missão da *Solar Plus* assenta em quatro pilares: ser reconhecido como produtor de módulos solares fotovoltaicos de elevada qualidade e baixo custo, para a produção de energia com foco no mercado global, satisfazer todas as partes interessadas, implementar processos tecnologicamente avançados e em constante actualização, de forma a racionalizar o consumo de matéria-prima e energia, obtendo produtos de maior desempenho e baixo impacto ambiental e garantir a segurança, bem-estar, motivação e desenvolvimento pessoal dos colaboradores

A unidade fabril está localizada na zona industrial de Oliveira do Bairro (Aveiro, Portugal). A tecnologia instalada permite integrar na mesma unidade industrial todas as etapas do processo produtivo, desde da mais tecnológica (*front-end*), directamente relacionada com a produção da célula, até às actividades *de* encapsulamento e colocação da interface eléctrica (caixas eléctricas), *back-end*.

Este processo incute à empresa grandes valores tecnológicos e de inovação. Devido às constantes preocupações com a qualidade e o ambiente, a *Solar Plus* submeteu à *TÜV Rheinland* os seus módulos e processo de fabrico para a certificação dos Módulos Fotovoltaicos e os sistemas de Gestão de Qualidade e Ambiente, obtendo as respectivas certificações.

Para reforçar a sua postura ambiental, a *Solar Plus* optou também por efectuar o registo no sistema de eco-gestão e auditoria da Comunidade Europeia, do inglês *Eco-Management and Audit Scheme* (EMAS).

### 3 Módulos fotovoltaicos da Solar Plus

Os módulos fotovoltaicos produzidos na *Solar Plus* são constituídos por várias camadas de material depositado sobre um substrato de vidro coberto com TCO (Transparent Conductive Oxide - Óxido Transparente e Condutor), vide Figura 3.1.

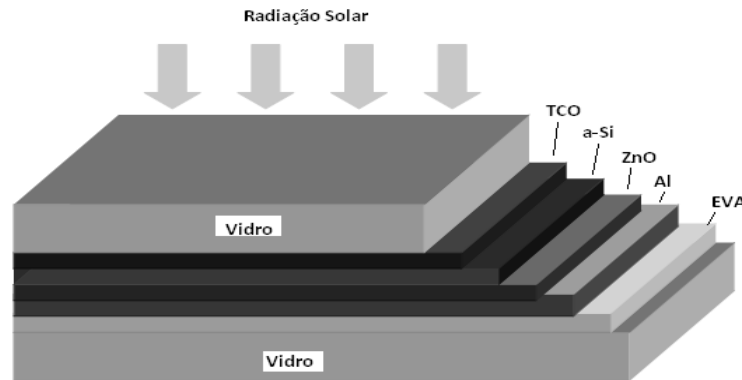


Figura 3.1 – Esquema de um módulo fotovoltaico produzido na Solar Plus.

De uma forma muito abreviada o módulo fotovoltaico produzido na *Solar Plus* é constituído por um vidro com TCO depositado (neste caso  $\text{SnO}_2$ ), sendo depois depositadas as camadas de material semiconductor tipo p (semicondutor dopado<sup>1</sup> com impurezas aceitadoras, carregado com excesso de cargas positivas, buracos), i (semicondutor intrínseco) e n (semicondutor dopado com impurezas doadoras, carregado com cargas negativas, electrões) de Si-a (estrutura esquematizada na Figura 3.2). Após realizar-se a deposição de alumínio para fazer os contactos eléctricos.

Em alguns módulos pode ser depositada uma camada de ZnO dopado com Al para melhorar o contacto eléctrico posterior. Com a colocação dos contactos eléctricos (fita de Al) procede-se à colocação de EVA para isolar as células de adversidades ambientais (por exemplo humidade) e o vidro de fecho, aplicando no fim os suportes para fixar os módulos às estruturas e os conectores para fazer a ligação eléctrica.

<sup>1</sup> É o processo de introdução de “impurezas” no material de forma a ficar com electrões ou buracos como portadores de carga maioritários.

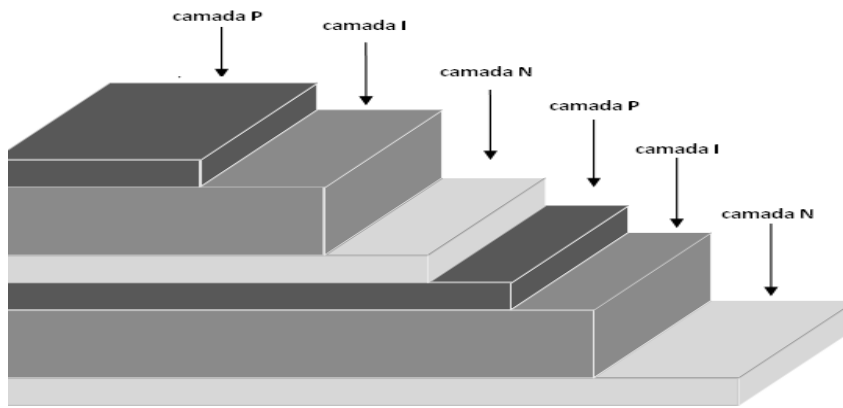


Figura 3.2 – Estrutura de duas camadas PIN da célula solar produzida na *Solar Plus*.

O TCO funciona como contacto eléctrico frontal e o Al ou ZnO+Al como contacto eléctrico posterior e as camadas referidas na Figura 3.2 constituem a célula solar de Si-a. Para que o painel forneça uma potência adequada às aplicações é necessário integrar em série um determinado número de células. No caso dos módulos da *Solar Plus*, são 38 células activas. Esta integração é conseguida individualizando várias áreas iguais de TCO, semiconductor e Al, o que se consegue atrás de corte por laser.

Na figura seguinte apresenta-se o esquema da individualização das células após as etapas de corte a laser da camada de TCO, Si-a (p-i-n-p-i-n), ZnO e Al.

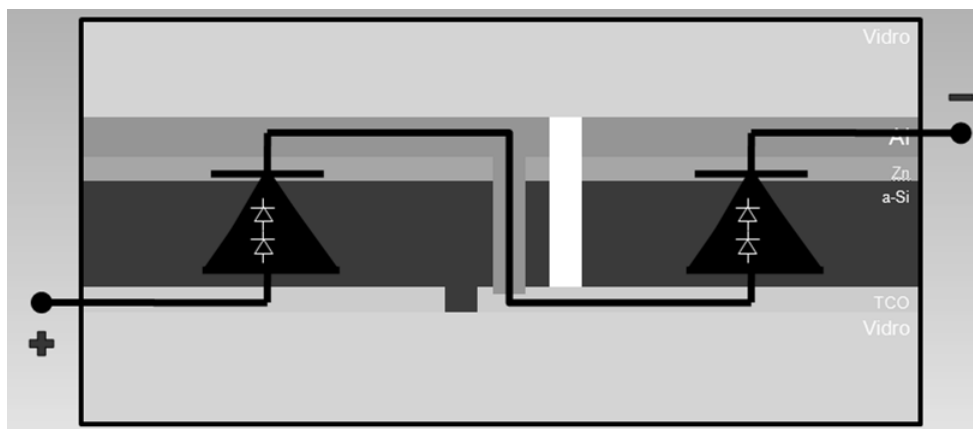


Figura 3.3 – Esquema de individualização das células após as etapas de corte a laser (1).

## 4 Silício amorfo

O silício amorfo, doravante designado por Si-a, é um semicondutor que possui uma coordenação tetraédrica e ligações covalentes entre átomos vizinhos, não se encontrando dispostos periodicamente numa rede, sendo preservada a ordem a curta distância mas sem ordem a longa distância. Uma das condicionantes das propriedades dos materiais é o tipo de defeitos que estes possuem. No Si-a, os defeitos estão relacionados com os desvios da coordenação dos átomos relativamente à idealidade, isto é, quando um átomo de Si em vez de estar ligado a quatro átomos vizinhos encontra-se ligado a mais ou menos átomos de Si. No entanto, um semicondutor amorfo formado apenas por átomos de silício possui muitas ligações não compensadas que dão origem a centros de recombinação de electrões tornando por isso o material inadequado para aplicação em células solares (para formação de díodos). A introdução de átomos de hidrogénio permitiu que partes dessas ligações fiquem compensadas tornando o material com propriedades electro-ópticas mais interessantes, passando a designar-se de silício amorfo hidrogenado, Si-a:H. Tal juntamente com a demonstração de que este material poderia ser dopado, tipo-p e tipo-n, deu origem à sua aplicabilidade em células solares de baixo custo e em alguns aspectos competitivas com as de silício cristalino.

### 4.1 Efeito de Staebler-Wronski

#### 4.1.1 O que é

Em 1977 David Staebler e Christopher Wronski descobriram que as células de silício amorfo hidrogenadas, quando expostas à radiação luminosa, sofrem alterações na sua estrutura, resultando na criação de defeitos, conhecidos como ligações pendentes, do inglês *dangling bonds* (2), como é exemplificado na Figura 4.1. A ligação pendente é a quebra de uma ligação fraca de Si devido à energia da radiação luminosa incidente, provocando na rede uma ligação de Si não preenchida.

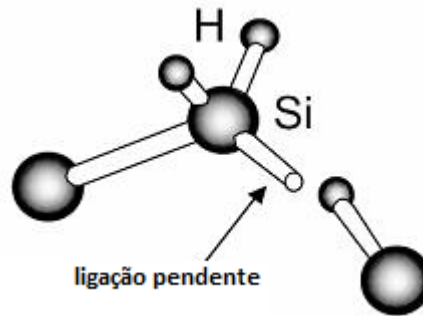


Figura 4.1 – Exemplo de uma ligação pendente na estrutura do Si-a hidrogenado (3).

Este tipo de ligações favorecem a formação de centros de recombinação que passam a captar electrões reduzindo a colecção de portadores, isto é, reduz a corrente fotogerada, reduzindo a eficiência da célula solar(3). Este fenómeno de degradação é conhecido como efeito de Staebler-Wronski (4), doravante designado por SWE. Apesar do esforço dos investigadores em estabilizar este fenómeno, o SWE ainda é um dos principais obstáculos na aplicação em maior escala das células solares de Si-a no mercado fotovoltaico.

#### 4.1.2 Porque acontece

A criação de ligações pendentes no filme ocorre quando a luz incidente na célula possui energia suficiente para quebrar as ligações covalentes fracas do filme de Si-a hidrogenado, ligações Si-Si e Si-H, como acontece com as ligações de silício longas, que provocam a formação de um filme menos compacto, ou com ligações distorcidas, como são as ligações com um ângulo de ligação diferente de  $109,5^\circ$  (5).

Após a quebra de algumas destas ligações, a fotocondutividade (equação 1) do Si-a é afectada pois, depende quer a mobilidade dos portadores de carga ( $\mu$ ), quer da taxa de geração electrão-buraco ( $G$ ), que são constantes, pelo que as alterações provocadas pela fotodegradação são causadas por alterações no tempo de vida dos portadores ( $\tau$ ) e consequentemente no livre percurso médio<sup>2</sup>

$$\sigma = e\mu\tau G \quad (1)$$

<sup>2</sup> Percurso efectuado pelos pares electrão-buraco sem haver recombinação.

### 4.1.3 A presença de Hidrogénio no filme

A presença de hidrogénio na estrutura do silício amorfo, tem um papel fundamental na compensação de ligações não completas, favorecendo a redução da densidade de defeitos do filme de Si-a.

Na rede amorfa do silício, para além de ligações não compensadas, existem ligações Si-H e Si-Si instáveis e fracas. O hidrogénio ao penetrar na estrutura quebra as ligações instáveis de Si-Si. A quebra e reconstrução das ligações de Si-Si ocorrem durante a deposição do material, quando se dá a eliminação do hidrogénio da superfície em crescimento, promovendo a formação de ligações estáveis de Si-Si. Deste modo, o hidrogénio ao remover da superfície da película em crescimento as ligações fracas de Si-Si dá origem a uma estrutura mais estável e ordenada (5).

A pouca compactação do filme tem um papel importante no SWE, mas existem mais características do material que favorecem o aparecimento do SWE tais como: uma concentração de hidrogénio muito elevada ou muito baixa e a elevada espessura camada intrínseca (6).

### 4.1.4 O recozimento - thermal annealing

Existem diversos factores que influenciam o desempenho de uma célula solar, tais como: a radiação solar, o espectro solar, a temperatura de funcionamento (que depende da radiação solar e da velocidade do vento) ou o ângulo de incidência da radiação solar nos módulos fotovoltaicos.

No caso concreto das células de silício amorfo, também o SWE vai influenciar o desempenho da célula. O SWE é responsável pela degradação dos parâmetros eléctricos da célula solar(7), principalmente nos primeiros meses em campo, tendendo a degradação a estabilizar ao longo do tempo. Porém parte da degradação inicial pode ser recuperada, em parte ou na totalidade, após prolongados períodos a elevadas temperaturas, como por exemplo no Verão, num processo descrito na literatura por recozimento, do inglês *thermal annealing* (8) (9).

Existem dois mecanismos reversíveis de recuperação do processo de degradação das propriedades eléctricas da célula: para recuperar a degradação inicial da célula são

necessárias temperaturas de funcionamento superiores a 40 °C, energia de activação inferior a 0,3 eV, que é responsável pela recuperação até 7% da eficiência inicial da célula e outra temperatura de funcionamento para temperaturas superiores a 80 °C (equivalente a uma energia de activação 0,9eV) (7) (10).

Os defeitos induzidos pela luz não são termicamente estáveis, existindo dois tipos de defeitos: os pequenos (3) que podem estar relacionados com as ligações fracas na estrutura (em caso de existir muitas dessas ligações pode-se dar inclusive levantamento do filme, o stress mecânico, enquanto os grandes defeitos são causados por muitas ligações pendentes que originam propriedades electro-ópticas pobres (7). As condições de funcionamento com temperaturas baixas, inferiores a 50°C, e alta intensidade de radiação favorecem a criação dos processos “rápidos”, sendo que as condições de criação de defeitos “lentos” não são fáceis de identificar.

O fenómeno de recozimento pode ser explicado pelo aumento de mobilidade do hidrogénio presente no filme devido ao aumento de temperatura da célula, que assim pode ocupar as ligações quebradas pela radiação solar. Como se pode ver na Figura 4.2, desde a temperatura ambiente até aos 200 °C a densidade de ligações pendentes diminui drasticamente, até ao limite de detecção do espectrofotómetro, enquanto a densidade de ligações Si-H permanece quase constante. Nesta gama de temperaturas não existe um grande número de quebra de ligações Si-H como é indicado pela pouca variação da densidade de ligações Si-H. Com a diminuição da densidade de ligações pendentes e a não existência de uma variação da densidade de ligações Si-H, verifica-se um aumento da eficiência da célula.



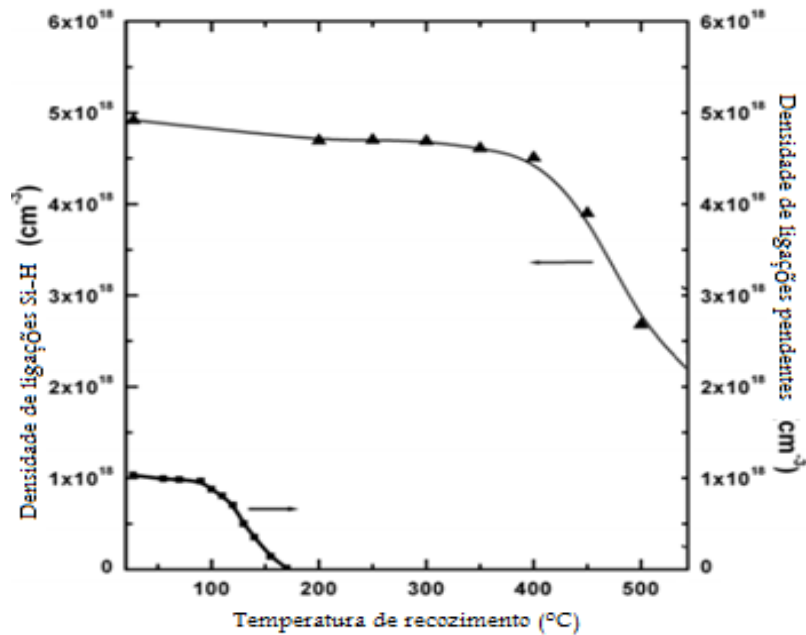


Figura 4.2– Concentração de ligações Si-H (▲) e de ligações pendentes (■) depois de ser feito recozimento durante 30 min a várias temperaturas (11) .

Esta situação pode explicar o aumento do desempenho da células entre o Inverno e o Verão, no entanto a mudança do espectro solar também não deve ser desprezada, uma vez que durante o Verão o espectro solar é mais rico em radiação azul. Este tema será abordado no capítulo 5.

A diferença do desempenho entre as estações tem sido alvo de diversos estudos, sendo aceite que através do aumento da temperatura de funcionamento dos módulos fotovoltaicos ocorre uma melhoria das características eléctricas, embora não existe consenso quando à sua quantificação. Em campo, em particular no Verão, haverá sempre uma “disputa” entre a perda de potência devido ao aumento de temperatura (a perda de tensão com o aumento de temperatura é superior ao ganho em termos de corrente gerada) e o aumento de potência devido ao fenómeno de recozimento pelo que, não é fácil verificar se haverá sempre, e em que quantidade, ganho de potência nos meses mais quentes.

Na literatura (12) é sugerido que a estabilidade dos parâmetros eléctricos ocorre, não porque seja alcançada devido a um equilíbrio entre o *recozimento* e a degradação, mas sim porque o processo de degradação torna-se “*auto-limitativo*” ou seja, após indução de uma determinada degradação “suficiente”, o processo tende a estagnar. Este facto levou a que fosse estudado a influência da temperatura de funcionamento nos primeiros meses em campo, até ocorrer a estabilização de potência. Com base neste pressuposto, Ruther e

colaboradores (12), estudaram a hipótese de, a longo prazo, a estabilização de potência dos módulos depender não só da intensidade de radiação solar mas também, do histórico da temperatura anual do local onde os módulos estão em serviço, sendo de esperar que os módulos em funcionamento em climas mais quentes, durante todo o ano estabilizem níveis de potência mais elevados do que os módulos com temperaturas mais baixas, mesmo se as temperaturas máximas foram semelhantes.

Para confirmar a hipótese, estudaram durante quatro anos o comportamento dos módulos em campo por períodos de um ano, em três localizações com climas diferentes, durante quatro anos. No início do estudo foram colocados módulos fotovoltaicos de diferentes fabricantes nos três diferentes locais e após 12 meses de campo, cada módulo foi testado e colocado noutra localização diferente durante mais doze meses repetindo-se no final de cada período em campo o teste STC em laboratório. No último ano do estudo todos os módulos regressaram à localização inicial. No Quadro 4.1 descrevem-se as condições climáticas de cada um dos três locais onde os módulos foram instalados para este teste.

**Quadro 4.1 - Descrição das condições climáticas nos locais onde foram instalados os módulos para o estudo (12).**

<b>Localização</b>	<b>Descrição das condições climáticas</b>
Colorado, EUA – CO	Clima seco, com Inverno frio e Verão ameno
Arizona, EUA – AZ	Clima desértico seco, com Inverno ameno e Verão quente
Florianópolis, Brasil - BR	Clima marítimo húmido, com Inverno e Verão quente

Os autores confirmaram a hipótese levantada, isto é, os módulos em funcionamento em locais com temperaturas anuais mais quentes, registaram uma estabilização mais elevada ao invés dos módulos instalados onde a temperatura de funcionamento foi menor. Os autores também confirmaram a recuperação de potência, que ocorre, quando os módulos passam de um local de menor temperatura para um de maior temperatura, tendo-se registado degradação na potência quando os módulos regressaram ao local de menor temperatura.

Na Figura 4.3 estão descritos os três diferentes percursos que os módulos fizeram durante os primeiros quatro anos em campo, representando o eixo dos yy a potência normalizada, em relação à potência inicial.

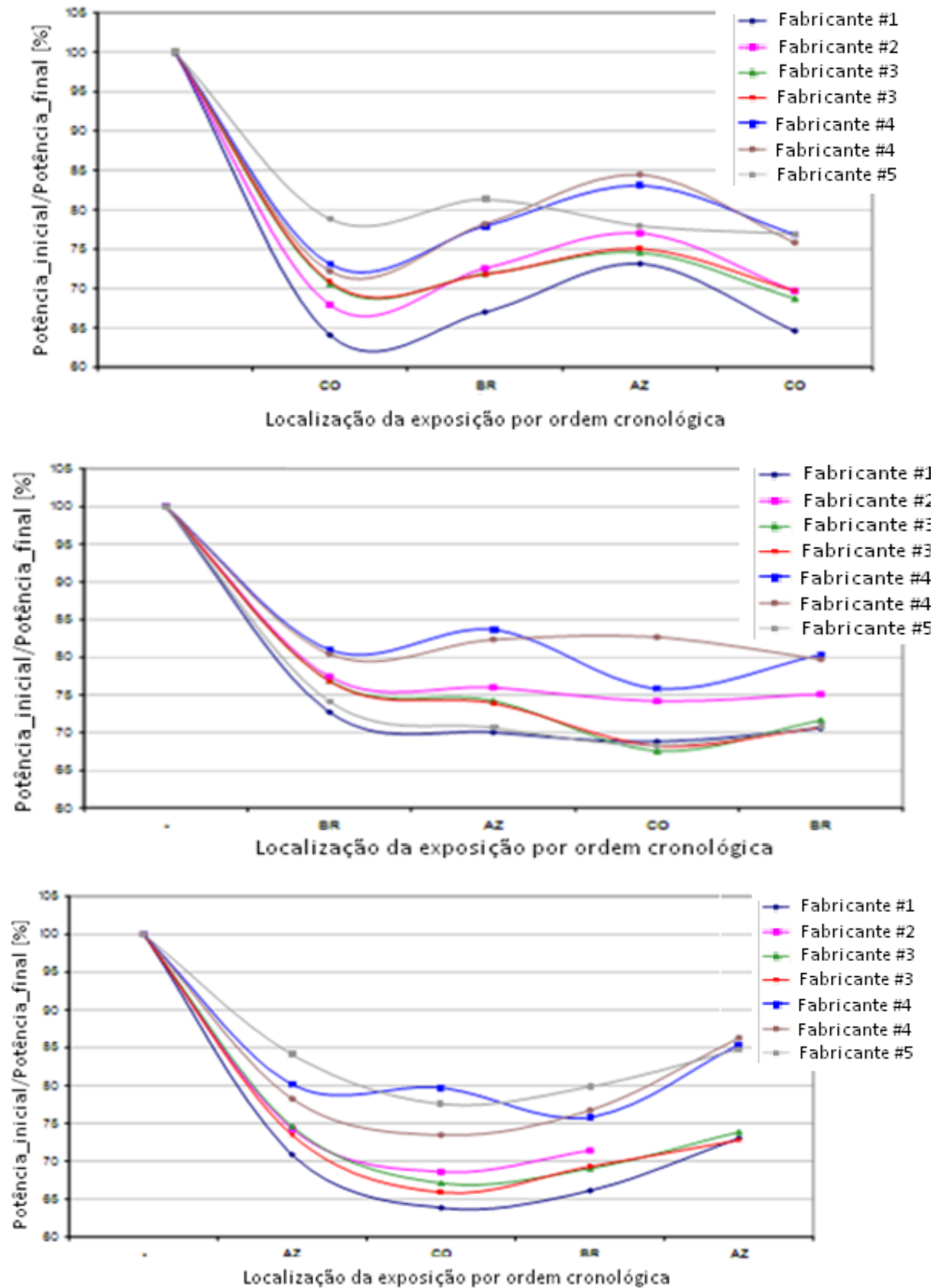


Figura 4.3 - Evolução da potência normalizada de módulos de cinco diferentes fabricantes de Si-a:H ao longo de quatro anos de estudo em 3 diferentes localizações (12).

No primeiro percurso, primeiro gráfico da figura 4.3, os módulos começaram por experimentar o local mais frio seguido de dois mais quentes, regressando depois à localização original.

No segundo percurso, segundo gráfico, os módulos iniciaram o estudo pela localização com clima quente mas húmido seguido do local AZ e por fim, o local mais frio, CO, regressando depois ao local inicial.

Por fim, no último percurso, os módulos após experimentarem o local com clima desértico, de seguida foram instalados na localização mais fria, passando depois para o clima marítimo, regressando no último ano do estudo ao primeiro local.

Com este estudo os autores concluíram que, após decorrer a degradação devido ao SWE, a estabilização da potência depende da quantidade de radiação incidente e também do histórico da temperatura. Em locais com temperaturas menores há tendência para ocorrer estabilização da potência a níveis mais baixos do que quando a estabilização inicial ocorre em climas mais quentes.

Quando os módulos são colocados em serviço em climas mais quentes depois de terem estado a funcionar em zonas de clima mais frio, verifica-se uma significativa melhoria de potência. No entanto, quando regressam a um clima mais frio, é visível uma degradação na potência, perto do nível anterior à recuperação.

Neste estudo, é visível através do terceiro percurso que a prolongada exposição a elevadas temperaturas, incrementa a estabilização de potência a níveis mais elevados.

Estes dados permitiram aos seus autores concluírem que a sua premissa é válida ou seja, concluir que a degradação inicial em climas quentes é menor do que quando se desenvolve em climas mais frios.

A importância da estabilização da degradação dos parâmetros eléctricos devido ao SWE não se restringe apenas à determinação do tempo necessário para que a estabilização ocorra mas também à determinação da perda de potência provocada por essa estabilização.

Segundo um estudo efectuado por King e colaboradores (10), os parâmetros eléctricos dos módulos, em campo quando em circuito aberto, após 1 ano de exposição à radiação solar sofrem a seguinte degradação:

Quadro 4.2 – Degradação dos parâmetros eléctricos dos módulos após 1 ano em serviço.

Parâmetro	Potência	$I_{SC}$	$I_m$	$V_{OC}$	$V_m$
Estudo [12 meses]	20%	6%	13%	5%	8%

Segundo o autor a forte degradação inicial ocorre durante os primeiros 6 meses. Neste estudo a estabilidade de degradação é definida como sendo a potência verificada entre as oscilações da estação do ano (entre o Inverno e o Verão) após 1 ano de exposição. Também verificou que os módulos em campo há mais tempo perdem entre 25 e 35% de potência até ocorrer a estabilização das características eléctricas (10).

As consequências da fotodegradação dos módulos com tecnologia de Silício amorfo, em campo, não se restringem apenas à perda de potência e consequente diminuição da potência pico da central fotovoltaica, é também importante conhecer de que forma cada parâmetro eléctrico se degrada e se, existe uma tendência generalizada da maioria dos módulos se degradar da mesma forma.

Uma grande variação dos parâmetros eléctricos devido à fotodegradação, em particular dos valores de corrente, pode ter implicações no rendimento de uma grande central fotovoltaica porque, para alcançar a tensão e corrente desejada, os módulos são dispostos segundo arranjos de módulos em paralelos e séries, sendo que nesta última situação, é o menor valor de corrente que vai limitar toda a série. Na literatura estas perdas de produção de energia devido a desfasamento entre as curvas I-V dos módulos fotovoltaicos, são habitualmente designados por perdas por desomogeneidade eléctrica, do inglês *mismatch* (13) e são responsáveis por cerca de 5 % da perda de energia produzida anualmente.

Importa, por isso, durante a instalação dos módulos fazerem-se conjuntos, com características eléctricas as mais idênticas possíveis, devendo para isso realizar-se uma selecção prévia dos módulos disponíveis.

## 5 Tecnologia de silício amorfo vs cristalino

Os módulos fotovoltaicos comercializados em larga escala actualmente, são constituídos por células fotovoltaicas a partir de bolachas de silício (tecnologia de Silício cristalino) ou através de deposição química de vapores de gases depositados em substratos de baixo custo, formando um filme fino, como é o caso da tecnologia de Si-a. Historicamente, a tecnologia cristalina (mono e poli) domina o mercado fotovoltaico, embora se assista a uma crescente penetração no mercado de outras tecnologias nomeadamente a do silício amorfo, com acentuada diminuição do preço do W pico de ano para ano.

Idealmente, para uma tecnologia vingar no mercado deve ter os seguintes atributos:

- Menor custo por W pico (STC) instalado;
- Maior energia produzida por W pico (STC) em condições reais, isto é, menor perda de energia devido a efeitos de temperatura, ou de sujidade/poeiras;
- Maior potência por unidade de área, ou seja, maior rendimento em STC;
- Durabilidade e garantia de desempenho;
- Ser um produto ecológico sem problemas ambientais e com menor valor de *energy payback*<sup>3</sup>
- Maior versatilidade de instalação, isto é, menor perda de energia devido a desvios em relação ao ângulo óptimo ou ao azimute óptimo (no caso de Portugal virado a Sul) (14).

A tecnologia Si-a começou a ganhar mercado porque, comparativamente com a cristalina, apresenta melhor desempenho sob condições reais, tendo como constrangimento o baixo valor de rendimento, tipicamente na casa dos 6-8 % contra os 11-17 % do Si-c sendo necessário desta forma, um maior número de módulos fotovoltaicos de Si-a de forma a igualar a potência instalada do Si-c.

Apesar de um menor rendimento dos módulos de Si-a, para a mesma potência instalada a tecnologia de Silício amorfo possui características que lhe permitem obter um *energy payback* inferior (15)(16)(17), uma maior produção de energia, em especial em climas mais quentes, quando comparado com a cristalina. Este factor deve-se às diferenças nos

---

<sup>3</sup> é o período de tempo necessário para o módulo produzir energia equivalente a que é utilizada para o fabricar.

coeficientes de temperatura: para o Si-a o decréscimo da potência por cada grau de temperatura ambiente acima dos 25 °C é de 0,2 % (coeficiente = -0.2 %/°C); para o Si-c este decréscimo de potência é de 0.5 % (coeficiente = -0.5 %/°C). Da relação entre um e outro coeficiente verifica-se que o Si-a tem menos de metade da perda de potência para zonas de climas com temperaturas ambientes elevadas.

Num dia de Verão, os módulos podem atingir os 60 °C. Nessas condições ocorre uma perda de potência de 7 % de potência no caso do Si-a, e de 17 % no caso do Si-c. Complementarmente à menor perda de potência, devida aos coeficientes de temperatura, verifica-se para o Si-a o efeito de recozimento (*ver* 4.1.4), que se traduz num aumento de potência entre o Inverno e o Verão ao contrário do Si-c (18) que vê o seu desempenho decair.

Adicionalmente aos dois factores já referidos (recozimento e menor coeficiente de temperatura), existe um factor ambiental que favorece a tecnologia de Si-a. O melhor desempenho do Si-a no Verão também é explicado porque nessa estação do ano, o sol é rico em radiação azul (19) (20) (entre os 440-485 nm do espectro solar)(21), vide Figura 5.1. Deste modo, o Si-a é favorecido em relação ao Si-c porque absorve melhor na região azul do que no infravermelho (entre os 625-740 nm do espectro solar) (21), radiação que é mais típica durante o Inverno, Cueto e colaboradores (8) atribuem uma melhoria de 6 % no desempenho dos módulos do Inverno para o Verão. No caso do cristalino o desempenho decai cerca de 3 % devido à mudança no espectro solar entre as duas estações.

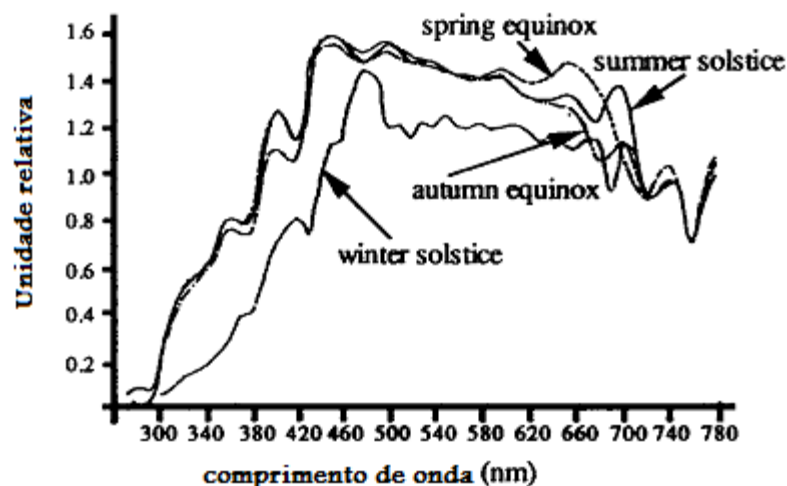


Figura 5.1 – Espectro em diferentes períodos do ano da radiação solar (8).

Existem diversos estudos a comparar a o desempenho destas duas tecnologias, no estudo efectuado por K. Jansen e colaboradores (18), foi realizada a comparação entre ambas as tecnologias com módulos com instalados há mais de dez meses, em campo, de modo a evitar a influência do SWE, em diferentes condições meteorológicas. Devido à conjugação dos três factores já referidos no paragrafo anterior num dia típico de Verão, com a temperatura ambiente por volta dos 36 °C, esta diferença de *energy yield*<sup>4</sup> pode ser superior em 30 % favorável ao Si-a, como se pode ver na Figura 5.2.

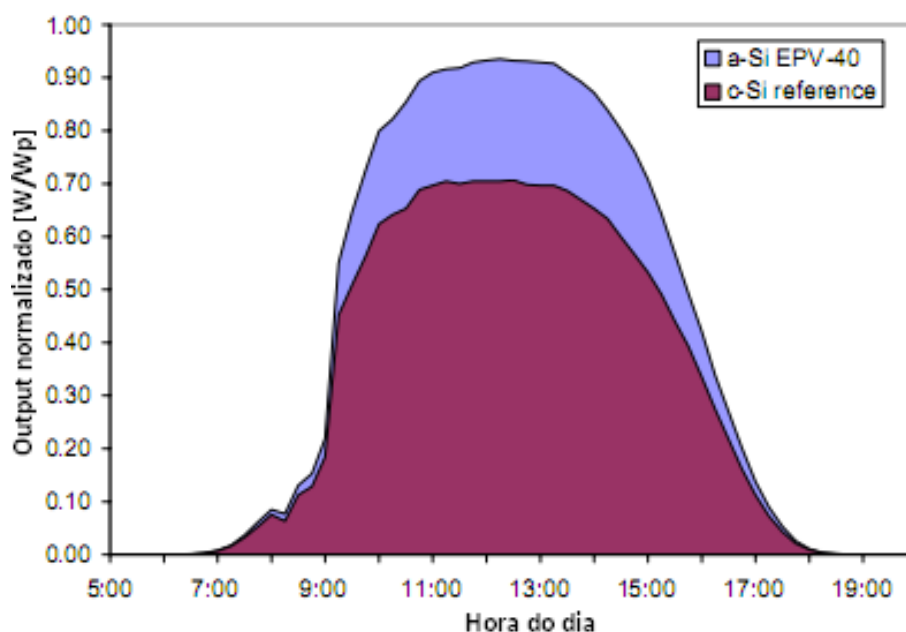


Figura 5.2 - Comparação entre a energia produzida, num dia com temperatura ambiente de 36 °C, entre módulos Si-a e Si-c (18)

Mesmo para temperaturas ambiente mais baixas, 21 °C, a tecnologia de Si-a continua a produzir mais energia, embora a diferença se reduza para os 5 %, como se pode ver na Figura 5.3. A melhoria de energia produzida verifica-se durante o período do dia de maior temperatura.

<sup>4</sup> Rácio de produção de energia, que indica a energia produzida por watt pico instalado.



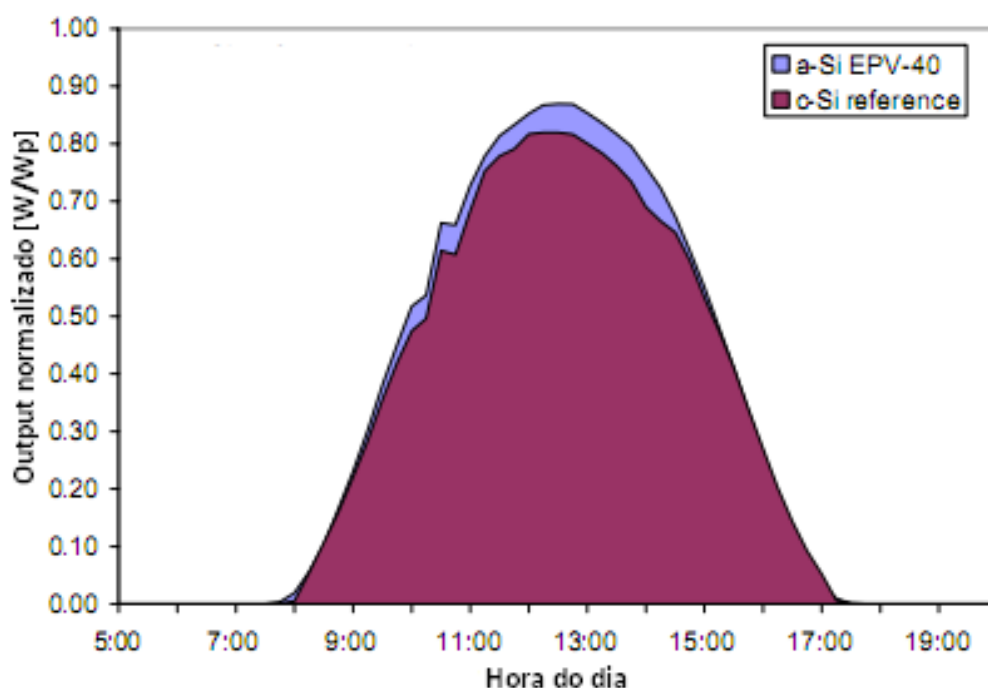


Figura 5.3 - Comparação entre a energia produzida, num dia com temperatura ambiente de 21 °C, entre módulos Si-a e Si-c (18).

Ainda segundo o mesmo estudo esta diferença de *energy yield* mantém-se para condições meteorológicas mais adversas, como num dia tempestuoso perto do solstício de Inverno o Si-a apresenta um desempenho superior em 10 %, vide Figura 5.4 (18), o que pode ser resultado de um melhor aproveitamento da radiação difusa.

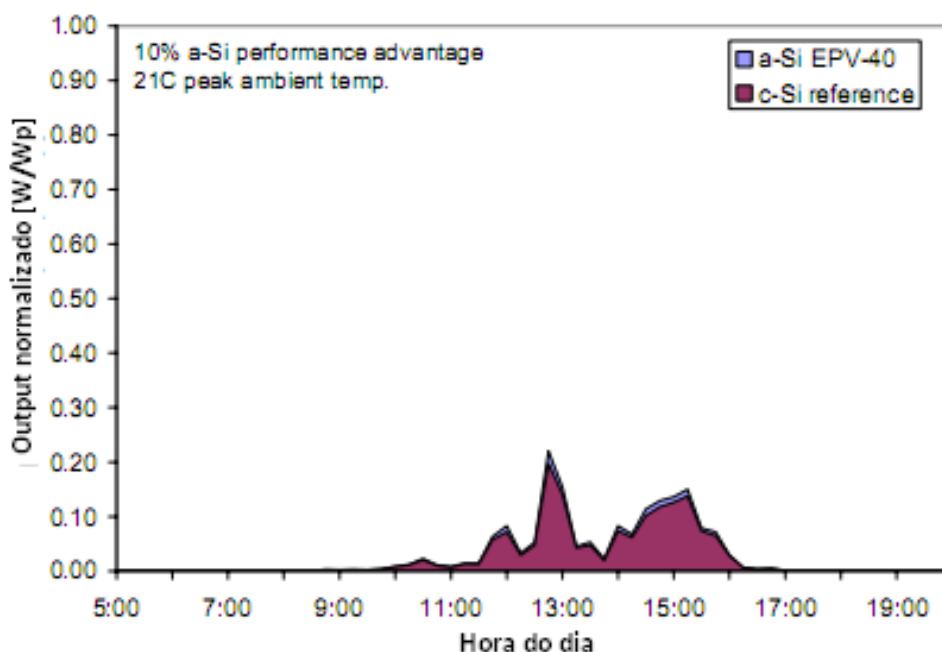


Figura 5.4 - Comparação entre a energia produzida, num dia tempestuoso, entre módulos Si-a e Si-c (18).

Os dados recolhidos no estudo anterior confirmam as vantagens já referidas anteriormente do Si-a comparativamente com o Si-c. Deste modo, o Si-a tem potencial para continuar a crescer no mercado, devendo-se continuar a investigar processos para melhorar o rendimento, através da introdução de camada de microamorfo ou de Germânio (22), que aumentam o rendimento da célula e diminuem o SWE.

## 5.1 Comparação com outras tecnologias

O comportamento em campo de cada tecnologia depende da capacidade em absorver a radiação solar, Figura 5.5, ou seja, da resposta espectral ou eficiência quântica das células produzidas pelas diferentes tecnologias.

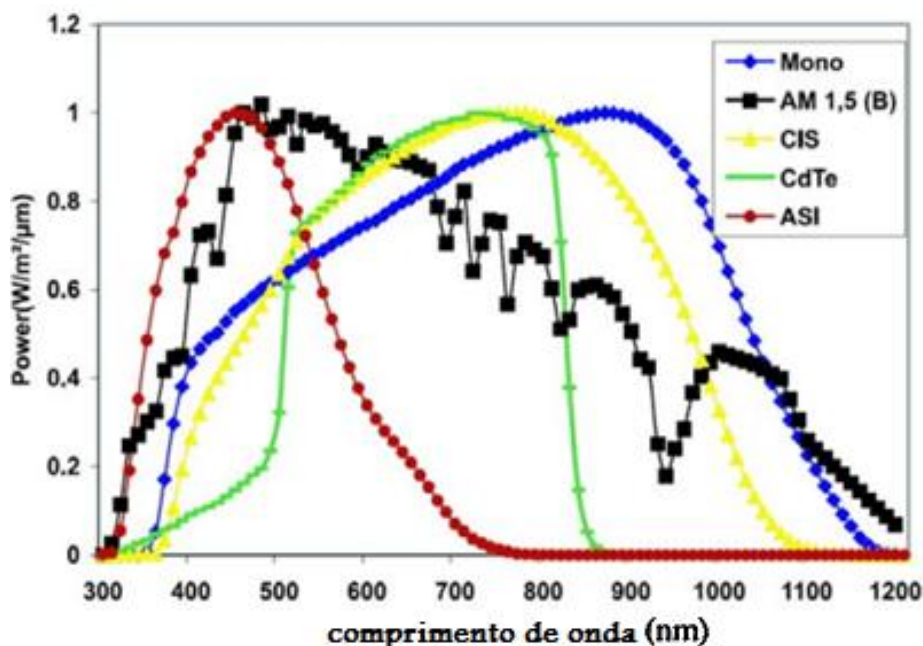


Figura 5.5 - Resposta espectral de células de várias tecnologias em comparação com os espectro solar AM 1.5 (19)

Os módulos fotovoltaicos são testados em fábrica segundo a normal STC. Nessa norma, o valor de radiação solar corresponde ao AM 1.5. O *Air mass*, é a distribuição espectral da radiação total incidente, ao nível do mar num dia de céu limpo numa superfície perpendicular aos raios solares e inclinada relativamente à horizontal. No caso do AM 1.5 corresponde uma radiação de  $1000 \text{ W.m}^{-2}$  e um desvio de  $48.2^\circ$  em relação à normal com a

superfície terrestre, ângulo de Zênite. Na Figura seguinte apresenta-se uma ilustração que representa diversos valores de AM.

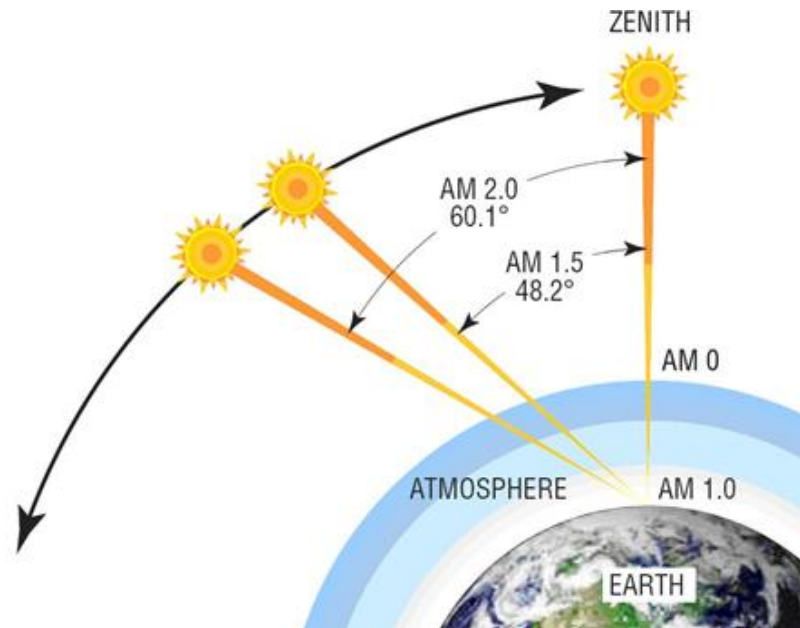


Figura 5.6 – Representação do *air mass* na superfície terrestre (23).

Como se pode observar na Figura 5.5, os módulos de Si-a tem uma resposta espectral mais sensível para baixos comprimentos de onda, tendo uma resposta espectral entre os 330 e os 600nm atingindo o valor máximo na região próxima dos 450 nm. Os módulos cristalinos apresentam uma resposta espectral mais alargada, tipicamente entre os 380 e os 1050 nm, com um valor máximo perto dos 950 nm. Outras tecnologias de filme fino, como o CdTe (Cádmio e Telúrio) ou o CIS (Cádmio Índio e Selénio) tem uma resposta espectral entre os 500 e os 840 nm e entre 400 e 1000 nm respectivamente (19).

Da resposta espectral do Si-a, pode-se concluir que este responde melhor para baixos comprimentos de onda, região azul e o Si-c para maiores comprimentos de onda, na gama do infravermelho próximo.

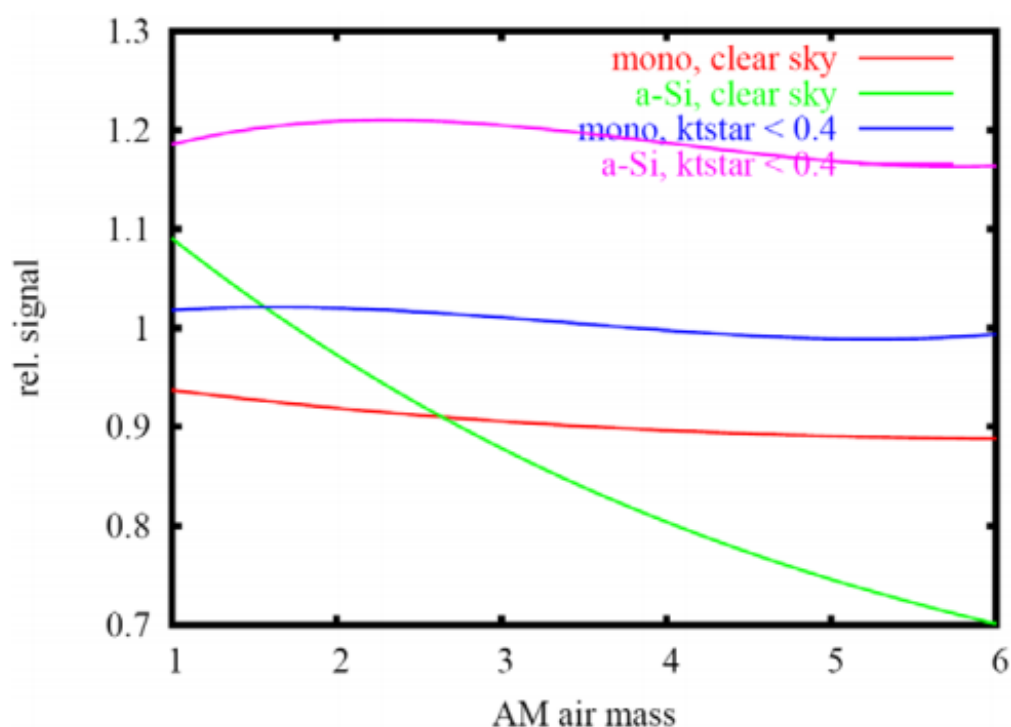


Figura 5.7 – Variação do sinal de células solares de referência de Si-a e cristalina relativamente a um piranómetro em função do índice da massa do ar e do índice de transparência em dias de céu limpo e céu nublado, com  $k_{tstar} < 0,4$  (19).

Na Figura 5.7 observa-se que, comparativamente ao sinal captado por um piranómetro, para um índice de transparência da atmosfera<sup>5</sup> baixo, céu nublado, o Si-a apresenta um melhor resultado, tal como para dias de céu limpo com valores de AM inferiores a 2,6. Para dias de céu limpo com elevados valores de AM, o Si-a apresenta uma resposta menor.

Uma das características dos módulos Si-a é a boa resposta que apresentam perante radiação difusa, ou baixa radiação, como se pode ser na Figura 5.7, onde para valores de AM inferiores a 6, o Si-a apresenta em cerca de 20 % melhor resposta do que o Si-c.

<sup>5</sup> é a razão entre a irradiação global e a irradiação solar no topo da atmosfera, assim num dia de céu limpo o índice será maior do que num dia de céu nublado (17).

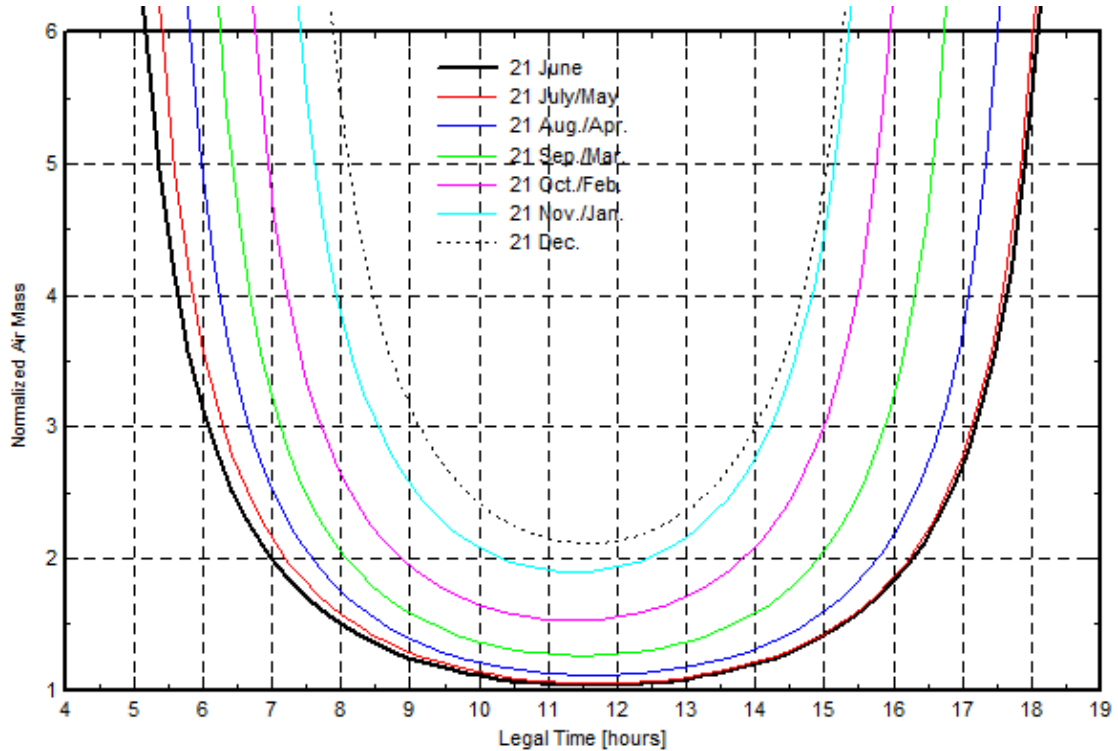


Figura 5.8 - Variação ao longo do dia do valor de AM em diferentes períodos do ano (24).

A evolução do AM ao longo do dia em diferentes períodos do ano na região de Lisboa. A Figura 5.8 mostra que durante o Verão, o valor de AM é mais constante ao longo do dia e com valores inferiores a AM 2. À medida que se caminha para Dezembro, o valor de AM ao longo do dia varia, entre AM 1 e AM 6.

Através da análise das Figura 5.7 e Figura 5.8, verifica-se que em relação ao valor de AM, o Si-a responde melhor durante o Verão (linha preto a cheio) durante o dia todo, mas à medida que se caminha em direcção ao Inverno (linha preto a tracejado) o período do dia em que o Si-a responde melhor vai decrescendo, até que no dia do solstício de Inverno o Si-a responde melhor entre as 10h e perto das 14h.

Na Figura 5.9 apresenta-se o espectro da radiação solar no caso de AM 1.5 para a radiação difusa que tem o maior valor de resposta sensivelmente nos 400  $\mu\text{m}$ , que é coincidente com o pico de maior absorção do Si-a. Por outro lado, também se confirma que no caso do AM 1.5 o espectro da radiação difusa é coincidente com o pico de absorção do Si-a.

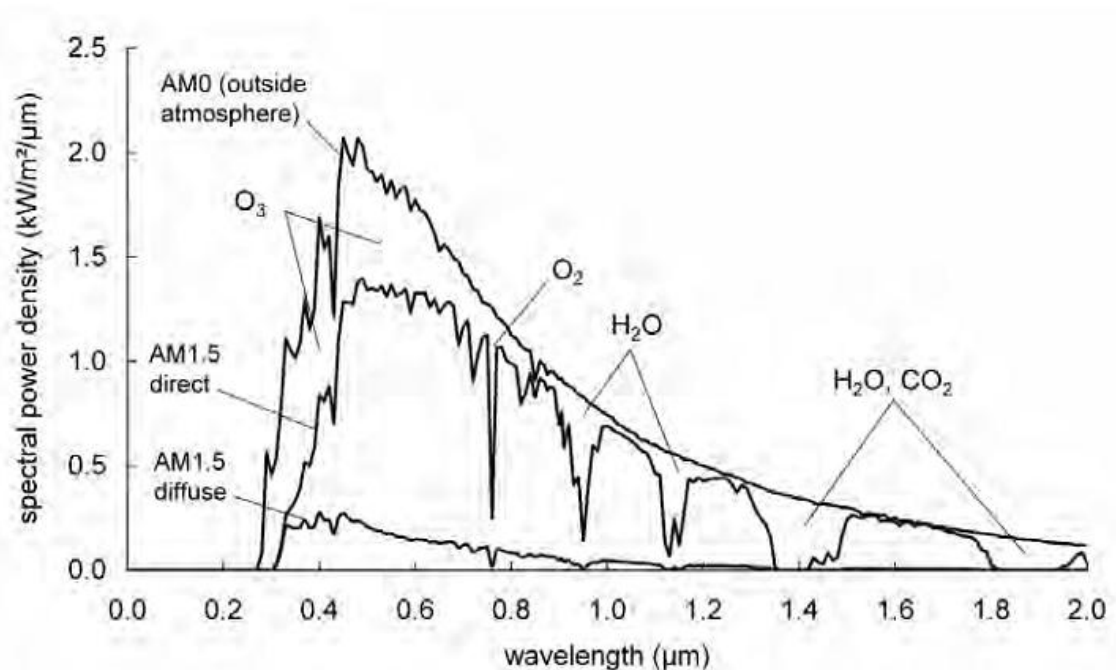


Figura 5.9 - Densidade da potência espectral do Sol para valores de AM 0 e AM 1.5 em função comprimento de onda (25).

Este dado é importante para se compreender melhor o comportamento dos módulos de Si-a, pois confirma que, não só a temperatura de funcionamento das células de Si-a é importante e vantajoso em comparação com o Si-c, mas também na maioria do ano e principalmente, na parte do dia mais energética, isto é, na hora do sol pico, em termos do valor de AM.

## 6 A central fotovoltaica de Valadas – Ferreira do Zêzere

A central fotovoltaica de Valadas, localizada na região centro de Portugal, iniciou a produção de energia em Janeiro de 2007, sendo constituída por 2430 módulos fotovoltaicos de 40 W pico da empresa *EPV*, distribuídos por 15 estruturas com 162 módulos cada, perfazendo uma potência pico<sup>6</sup> instalada de 97,2 kW.

Em Agosto de 2008 a central sofreu uma ampliação com a instalação de mais 3 novas estruturas com módulos da empresa *Solar Plus*, com potência nominal de 42 W pico, totalizando uma potência pico de 117,6 kW. Em Dezembro do mesmo ano a central foi ampliada com mais 12 novas estruturas com os mesmos módulos *Solar Plus*, perfazendo assim uma potência pico total de 200 kW.

Como é ilustrado pela Figura 6.1<sup>7</sup> cada estrutura é composta por 18 conjuntos de módulos ligados em paralelo. Os 18 conjuntos subdividem-se em 2 ramos, organizando-se em conjuntos de 9 módulos em série, num total de 162 módulos por estrutura.

Os dois conjuntos de módulos em série estão ligados a uma caixa de junção a (serve para reduzir o número de ligações do pólo positivo e negativo à saída do gerador fotovoltaico devido ao número reduzido de entradas do inversor). Da caixa de junção seguem os condutores para cada um dos três inversores “SMA 6000A” monofásicos. Por sua vez, os três inversores monofásicos são ligados de modo a formarem uma ligação trifásica para ligar à rede de média tensão da operadora. Deste modo realiza-se a injeção da energia na rede.

---

<sup>6</sup> A potência pico corresponde à potência produzida em condições STC com temperatura do módulo de 25°C e radiação solar de 1000 W.m<sup>-2</sup> com distribuição espectral AM 1.5.

<sup>7</sup> Por questões de simplificação não se apresentam as ligações de cada linha de 9 módulos em série à caixa de junção que vai fazer a ligação entre os dois conjuntos de módulos em série.

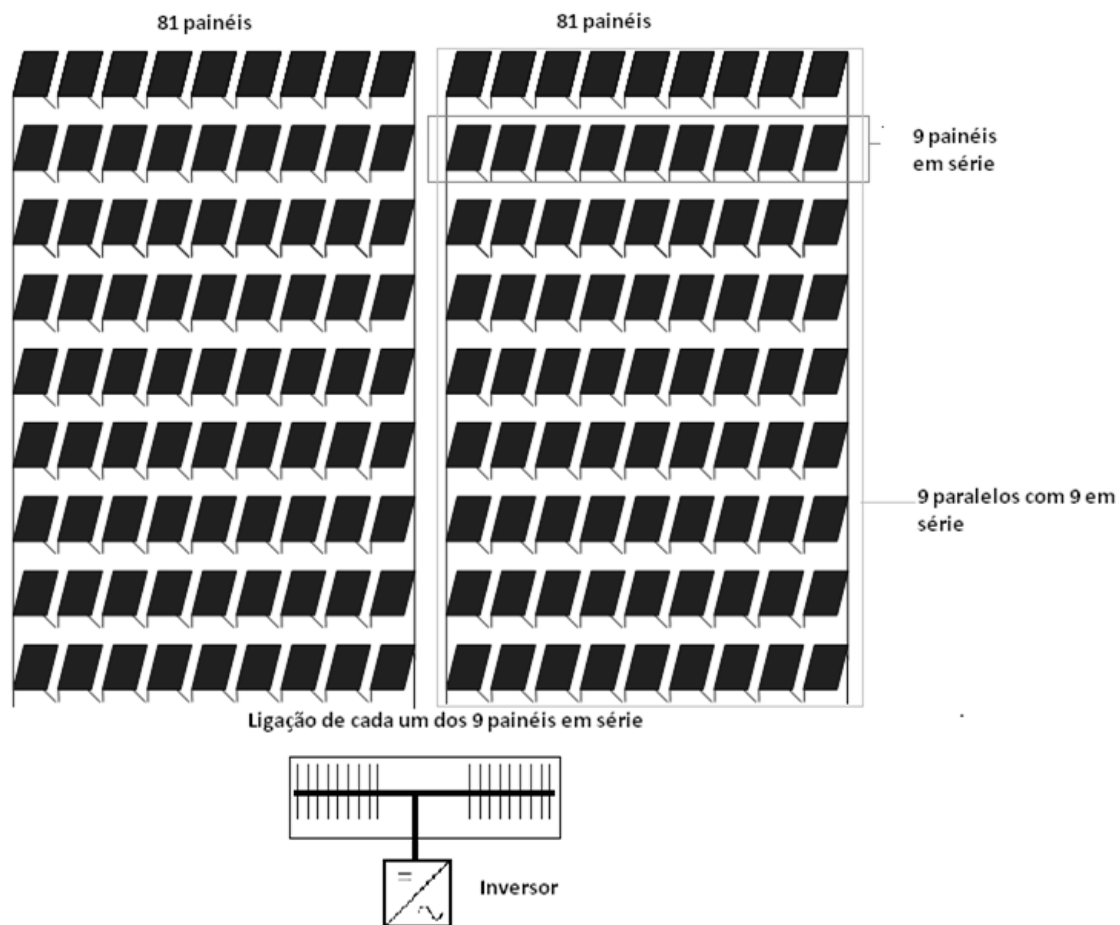


Figura 6.1- Esquema da uma estrutura de módulos fotovoltaicos na central de Valadas.

Na figura seguinte apresenta-se a ligação de cada estrutura (162 módulos) ao inversor. Cada 3 inversores formando uma ligação trifásica.

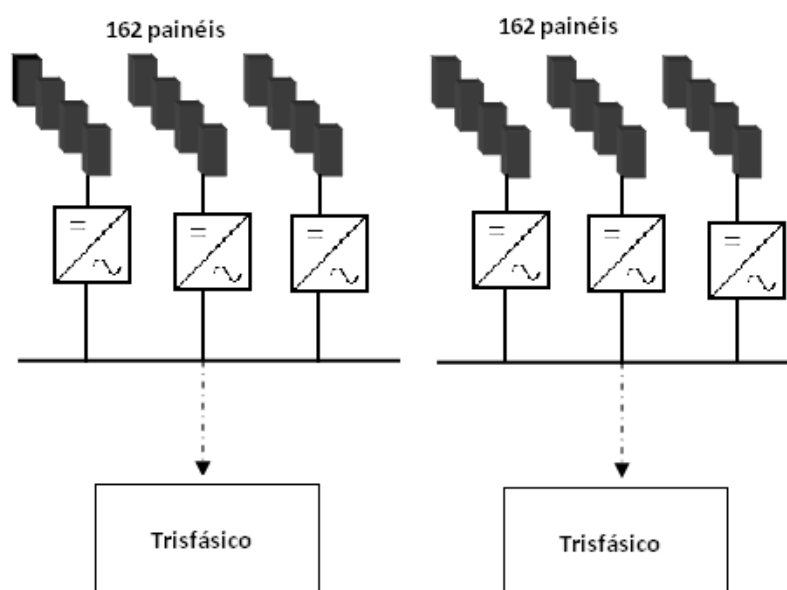
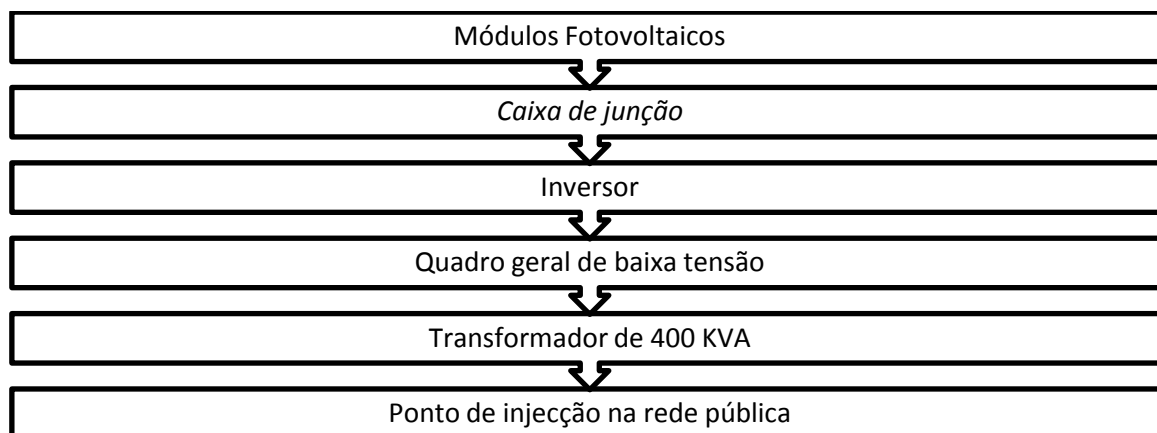


Figura 6.2 - Esquema da ligação trifásica de cada 3 inversores.



A central encontra-se ligada à rede de média tensão da EDP seguindo a seguinte ordem:



Na Central foi instalada uma estação meteorológica que recolhe dados de radiação solar (co-planares com a inclinação dos módulos), velocidade do vento, temperatura ambiente e temperatura do módulo. Este último sensor registou diversos problemas ao longo do tempo, o que impossibilitou tirar conclusões relacionadas com a temperatura dos módulos.

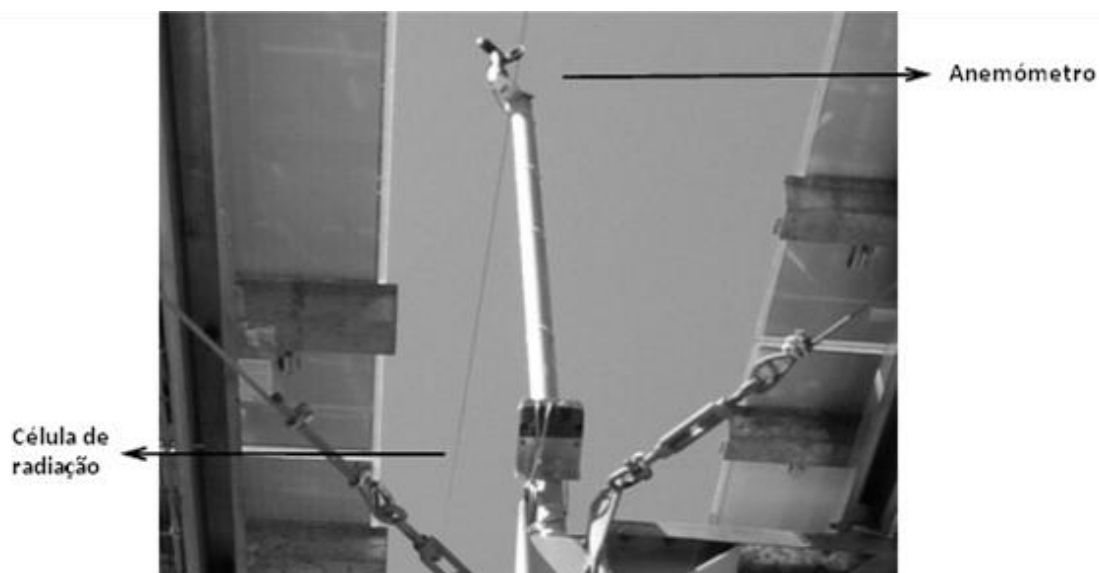


Figura 6.3– Célula de radiação e anemómetro na central fotovoltaica de Valadas.

## 6.1 Módulos EPV

Os módulos instalados na primeira fase da central fotovoltaica foram fabricados no ano de 2006 nos Estados Unidos, certificados segundo a norma IEC 61646:1996(26) com dimensões de 1245X635X7 mm<sup>3</sup> e com tensão máxima de 600 V. Os módulos EPV apresentam os parâmetros eléctricos indicados no quadro 6.1:

Quadro 6.1 - Parâmetros eléctricos para os módulos EPV instalados na central fotovoltaica.

Parâmetros	Medido <sup>8</sup>	Nominal <sup>9</sup>
$P_{\max}$ [W]	51,3 W	40 W
$V_{oc}$ [V]	62 V	59 V
$V_m$ [V]	48,52 V	44 V
$I_{sc}$ [A]	1,272 A	1,17 A
$I_m$ [A]	1,055 A	0,92 A

## 6.2 Módulos Solar Plus

Na central fotovoltaica existiu duas fases distintas de montagem de módulos *Solar Plus*, no entanto em ambas os módulos instalados foram produzidos em Portugal no ano de 2008. Os módulos *Solar Plus* têm as mesmas dimensões físicas dos módulos *EPV* e também são certificados segundo a norma IEC 61646 e IEC 61730, com um valor máximo de tensão de 600 V. Os módulos SP40, à saída de fábrica, são caracterizados electricamente de acordo com o seguinte quadro:

<sup>8</sup> São os valores dos módulos obtidos à saída de fábrica, isto é, são os valores reais que o módulo apresenta quando é realizado o último teste eléctrico

<sup>9</sup> Valor esperado pelo fabricante após a estabilização devido à fotodegradação.

Quadro 6.2 - Parâmetros eléctricos para os módulos Solar Plus instalados na central fotovoltaica.

Parâmetros	Medido	Nominal
$P_{\max}$ [W]	48.5 W	40 W
$V_{oc}$ [V]	62,52 V	59 V
$V_m$ [V]	46,05 V	44 V
$I_{sc}$ [A]	1,272 A	1,17 A
$I_m$ [A]	1,053 A	0,92 A

Doravante, de forma a facilitar a identificação do grupo a que pertence cada tipo de módulos, *Solar Plus* ou *EPV*, procede-se às seguintes simplificações:

Quadro 6.3 – Descrição da nomenclatura utilizada no capítulo em estudo.

Módulos Solar Plus instalados em Agosto de 2008	Módulos SP antigos
Módulos Solar Plus instalados em Dezembro de 2008	Módulos SP recentes
Módulos EPV instalados em Janeiro de 2007	Módulos EPV

## 7 Desempenho dos módulos

Esta parte do trabalho tem como objectivo estudar o desempenho em serviço dos novos módulos da *Solar Plus* na Central de Valadas até Fevereiro de 2009, tendo como base de comparação os módulos instalados inicialmente provenientes da empresa *EPV*. Os módulos na central fotovoltaica em estudo são:

Quadro 7.1 - Descrição do histórico dos módulos presentes no estudo.

Módulos SP antigos	Estudo até aos sete meses em funcionamento, entre Agosto de 2008 até Fevereiro de 2009.
Módulos SP recentes	Estudo até aos três meses em funcionamento, entre Dezembro de 2008 e Fevereiro de 2009.
Módulos EPV	Estudo dos 20 até aos 27 meses em funcionamento, entre Agosto de 2008 e Fevereiro de 2009.

O sistema de monitorização utilizado na central é o modelo *Sunny Boy Control* da marca *SMA* e a recolha de dados pelo equipamento de recolha de dados sendo realizado em blocos de 15 min, sendo que cada valor recolhido, é uma média dos valores lidos durante período de tempo. O sistema de monitorização recolhe informação dos seguintes parâmetros:

- Tensão c.a e c.c. [V]
- Corrente c.a e c.c. [A]
- Energia total produzida [Wh]

Os dados meteorológicos são recolhidos por equipamento próprio para o efeito (foi utilizado o equipamento *Sunny Sensorbox* da marca *SMA*). Este equipamento é constituído por: uma célula de radiação de Si-a, dois sensores de medição de temperatura, um sensor acoplado na parte de trás do módulo para medição da temperatura do módulo e outro para medição da temperatura ambiente e um anemómetro para medir a velocidade do vento, vide Figura 6.3.

Os dados gravados no equipamento de recolha de dados são:

- Radiação solar global [ $\text{W.m}^{-2}$ ]
- Velocidade do vento [ $\text{m/s}$ ]
- Temperatura ambiente e do módulo [ $^{\circ}\text{C}$ ]

A avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico foi realizada tendo em conta a norma IEC 61724(27) que descreve as linhas gerais para a monitorização e análise do desempenho eléctrico dos sistemas fotovoltaicos.

Este estudo focou-se na comparação dos módulos, com diferentes períodos de instalação em campo, para possibilitar o acompanhamento da evolução da degradação dos novos módulos instalados (3 e 6 meses de operação em campo) relativamente aos instalados há mais tempo. Na literatura o período de tempo<sup>10</sup> tido como referência para os módulos de Si-a estabilizarem a potência, devido ao SWE, são cerca de 1000h com  $1\text{kW.m}^{-2}$  de radiação solar (28). Com módulos mais recentes em campo pode-se também monitorizar os primeiros meses em campo, de modo a averiguar se existe um comportamento semelhante na degradação dos parâmetros eléctricos.

Como os módulos nas estruturas novas e antigas têm diferentes potências de referência, tornou-se necessário encontrar um método de comparação entre ambas. Um método possível é a determinação do rácio de desempenho do sistema fotovoltaico denominado doravante por PR, que é um rácio entre índices, habitualmente designados por rácios.

**PR** Rácio que representa a relação entre o índice do sistema, doravante designado por  $Y_F$ , e o índice de referência, doravante designado por  $Y_R$ .

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

**$Y_F$**  índice do sistema, representa a relação entre a energia produzida, do lado c.a. pela potência pico, no lado c.c.. Este valor representa o número de horas diários que o sistema tem de funcionar à sua potência nominal para produzir energia equivalente.

---

<sup>10</sup> É o tempo necessário para atingir a acumulação de energia solar incidente no módulo para que ocorra fotodegradação.

Desta forma o  $Y_F$  normaliza a energia produzida, não dependendo o seu valor da potência instalada no sistema fotovoltaico.

$$Y_F = \frac{\text{Energia produzida [kWh]}}{\text{Potência nominal instalada [kW}_p\text{]}}$$

**$Y_R$**  O índice *de referência* relaciona a radiação total incidente no sistema fotovoltaico com a radiação de referência STC,  $1 \text{ kWh.m}^{-2}$ . O  $Y_R$ , representa o equivalente de número de horas diárias que o sistema recebe de radiação de referência, deste modo, representa o número diário de horas de sol-pico diárias (número de horas que o sistema recebe radiação de  $1 \text{ kWh.m}^{-2}$ ) (29).

$$Y_R = \frac{\text{Energia Solar [Wh.m}^{-2}\text{]}}{1000 [\text{W.m}^{-2}\text{]}}$$

O PR pode ser visto como a relação entre a produção efectiva de energia (obtida à saída do inversor) e a hipotética energia produzida, dependendo da eficiência dos módulos em condições de radiação STC. O sistema, caso funcione com um rendimento igual ao dos testes STC e sem perdas (inversores, cabos,...), pode apresentar um PR igual a 1, sendo que na literatura os valores referenciados para um bom funcionamento de uma central fotovoltaica situam-se entre os 0,6 e 0,8 (30). O mesmo sistema pode apresentar valores de PR diferentes conforme a sua localização geográfica porque o índice  $Y_R$  depende da radiação solar que vai influenciar o desempenho dos módulos, devido à composição da radiação e ao efeito de temperatura das células.

Devido à degradação inicial que o silício amorfo sofre após exposto à radiação solar, os fabricantes destes módulos optam por estabelecer uma “tolerância” para o valor de potência de referência, sendo inferior à medida em fábrica. A potência de referência varia de fabricante para fabricante, provocando uma margem de erro considerável neste tipo de análise. Para uma análise mais correcta, deveria-se analisar os módulos pela potência real e não pela potência de referência (neste caso os módulos são de 40 W pico), mas implicaria conhecer a potência real de todos os módulos em campo. Para usar a potência real em cada estudo, implicaria ir ao local, recolher os módulos, testá-los nas instalações da fábrica e

voltar a instalar os módulos em campo. Esta tarefa é de todo impraticável devido ao elevado número de módulos em estudo.

Por causa do elevado número de estruturas com módulos *EPV* e *Solar Plus* presentes na Central, apenas foi estudado uma amostra de estruturas das instaladas em Janeiro de 2007.

## 7.1 Módulos Solar Plus antigos

Nesta parte do trabalho estudou-se o rácio de desempenho dos módulos em campo desde Agosto de 2008, ou seja, desde da entrada em funcionamento até Fevereiro de 2009, ou seja, até aos 7 meses em campo.

No Gráfico 7.1 apresenta-se a produção de energia de cinco das 15 estruturas já existentes e das três novas estruturas no período de Agosto de 2008 até Fevereiro de 2009.

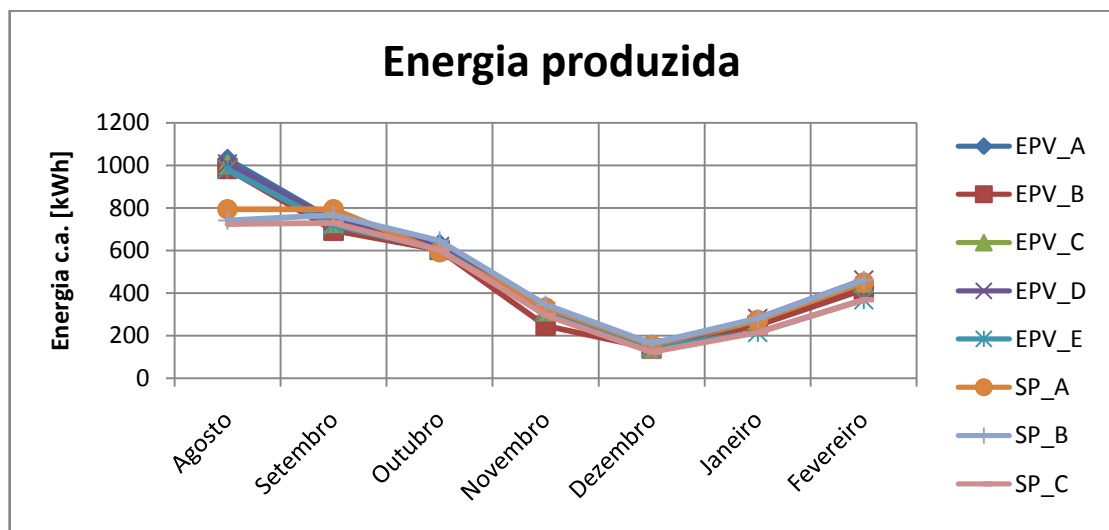


Gráfico 7.1 - Energia c.a. entregue à rede, em kWh, por estrutura de Agosto de 2008 a Fevereiro de 2009.

No Gráfico 7.2 apresenta-se os resultados obtidos do  $Y_F$  para cada estrutura, calculado através da equação:

$$Y_F = \frac{\text{Energia produzida [kWh]}}{\text{Potência nominal instalada [kW}_p\text{]}}$$

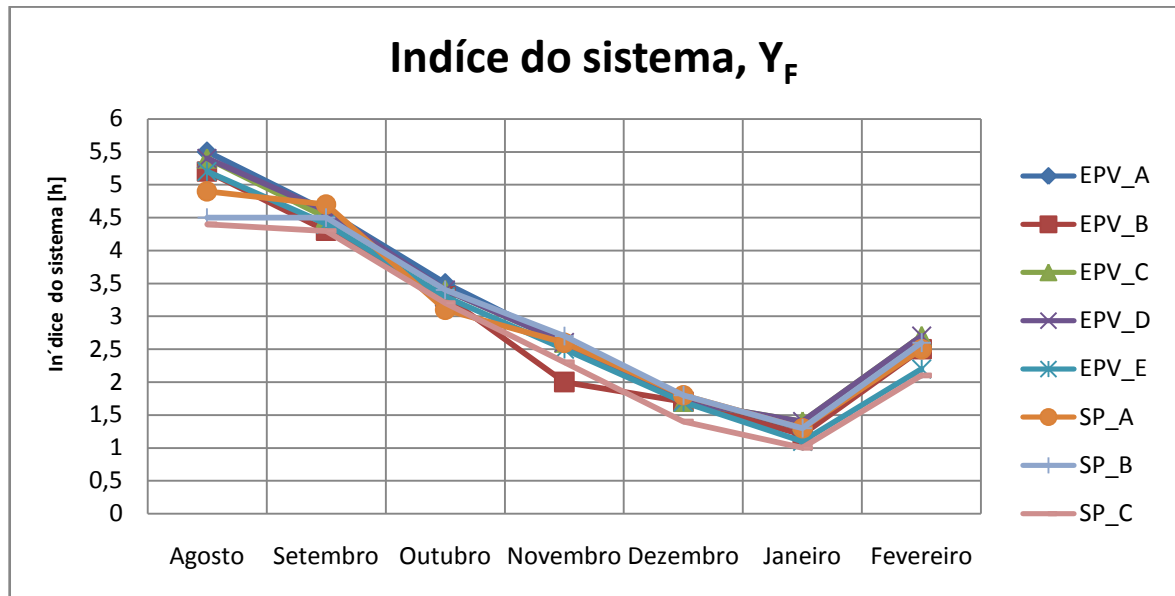


Gráfico 7.2 – Rácio do sistema em horas, para cada estrutura entre de Agosto 2008 e Fevereiro de 2009

No Quadro 7.2 apresenta-se os resultados obtidos para o  $Y_R$  calculado através da equação:

$$Y_R = \frac{\text{Energia Solar } [Wh.m^{-2}]}{1000 [W.m^{-2}]}$$

A energia solar calcula-se pela seguinte equação:

$$\text{Energia Solar } [Wh.m^{-2}] = \text{radiação média solar } [W.m^{-2}] \times \text{tempo de operação [h]}$$

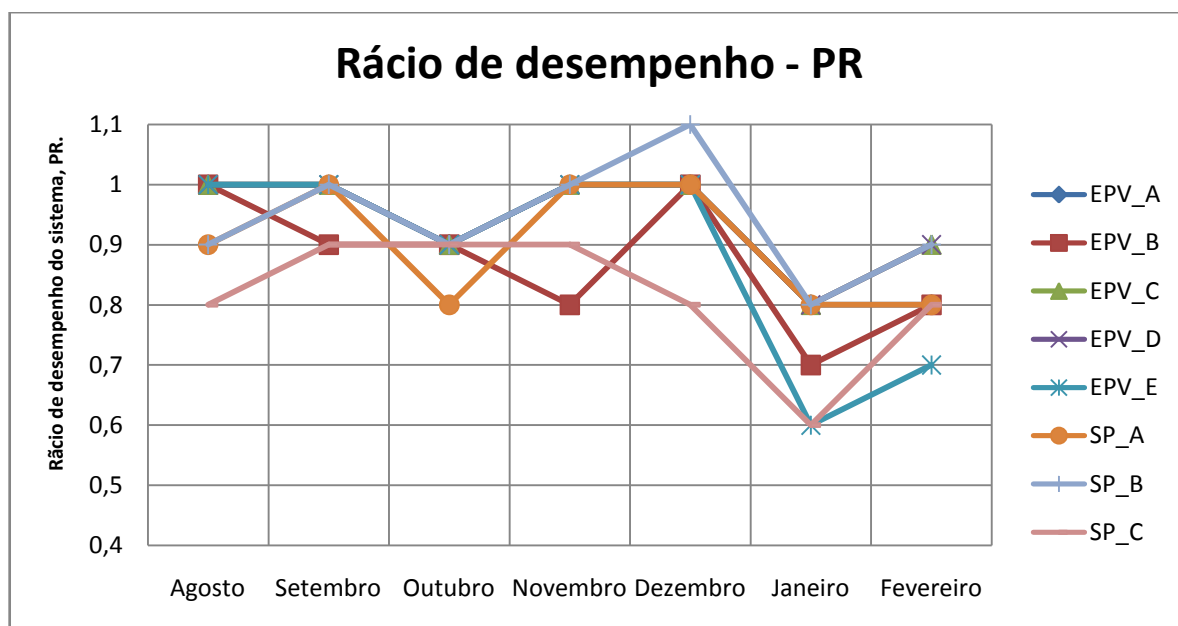
Após uma análise exaustiva verificou-se que o equipamento de recolha de dados não gravou dados de radiação solar média em todos os dias do mês, ou em todos os períodos de 15 minutos para todos os dias. Para contornar este problema, o valor de energia solar mensal foi calculado como sendo a média dos valores diários (dados fornecidos pelo equipamento de recolha de dados) em que se obtiveram dados, multiplicado pelo número médio de horas de sol por dia durante o mês, pelo que poderá haver erros de aproximação nos valores indicados de energia solar.



Quadro 7.2  $-Y_R$ , em horas, para cada estrutura entre de Agosto 2008 e Fevereiro de 2009

	Radiação solar média diária	Energia solar	Yr
Mês	[W/m <sup>2</sup> /dia]	[Wh/m <sup>2</sup> ]	[h/dia]
Agosto	478,5	5285,8	5,3
Setembro	444,6	4607	4,6
Outubro	414,0	3724,1	3,7
Novembro	337,3	2595	2,6
Dezembro	234,2	1753,2	1,8
Janeiro	214,2	1691,7	1,7
Fevereiro	376,6	3066,6	3,1

No Gráfico 7.3 apresenta-se a média dos valores do Rácio de Desempenho do Quadro 7.1 para os módulos da *EPV* e *Solar Plus*.

Gráfico 7.3 - Rácio de desempenho, PR, para estruturas *Solar Plus* e *EPV* entre de Agosto 2008 e Fevereiro de 2009

Os módulos da estrutura *EPV\_A* apresentam um rácio de desempenho superior à unidade a que se pode dever um erro grosseiro no arredondamento referido anteriormente, ou a potência pico dos módulos ser superior a 40 W pico, valor utilizado para o cálculo do rácio de desempenho.

No Gráfico 7.4 apresenta-se a média dos valores do rácio de desempenho para os módulos da *EPV* e *Solar Plus*.

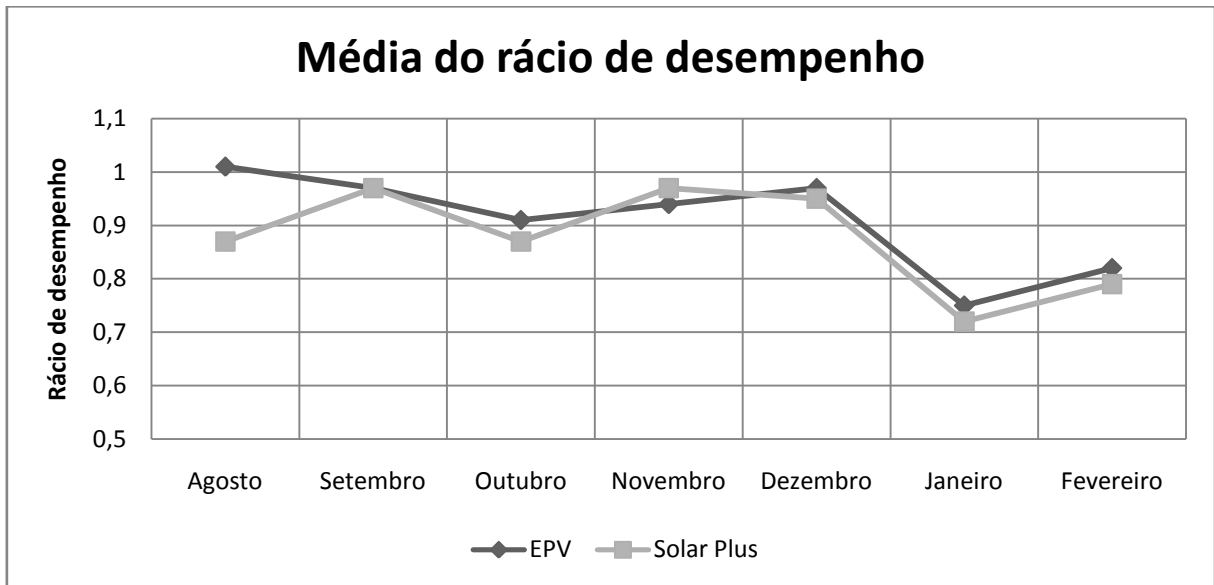


Gráfico 7.4 - Média mensal dos valores obtidos do rácio de desempenho de cada estrutura dos módulos *EPV* e *Solar Plus*.

### 7.1.1 Conclusão

Em média os módulos da *EPV* apresentam melhor rácio de desempenho em cerca de 4,2% sendo que a variação mensal do PR dos módulos da *Solar Plus* é menor. Os resultados não apresentam grande consistência com o que é referido na literatura devido ao SWE. Seria expectável uma diminuição da variação dado que os módulos da *EPV* já estabilizaram a fotodegradação enquanto os da *Solar Plus* nos primeiros meses em campo, deveriam decrescer PR até estabilizarem devido à fotodegradação.

## 7.2 Módulos Solar Plus recentes

Nesta parte do trabalho estudou-se o desempenho dos módulos em campo desde Dezembro de 2008, ou seja, o estudo foi feito desde da entrada em funcionamento dos módulos até aos três meses seguintes.

Em Dezembro de 2008 ligaram-se à rede mais 12 estruturas constituídas por 162 módulos de 42 W pico (módulos *Solar Plus*). No Gráfico 7.5 apresenta-se a produção de energia de seis

das quinze estruturas m funcionamento há dois anos (*EPV*) e seis das novas doze estruturas instaladas com módulos *Solar Plus* até Fevereiro de 2009.

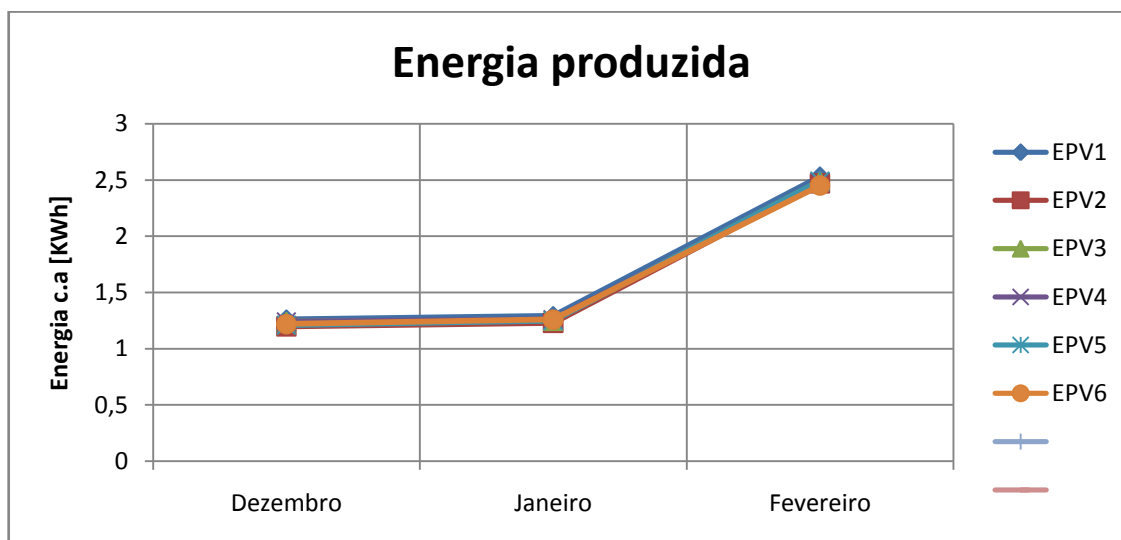


Gráfico 7.5 - Energia c.a. entregue à rede, em kWh, por estrutura de Dezembro de 2008 e Fevereiro de 2009

No Gráfico 7.6 apresenta-se o número de horas diárias em que o sistema forneceu energia à rede funcionando à sua potência nominal,  $Y_F$ .

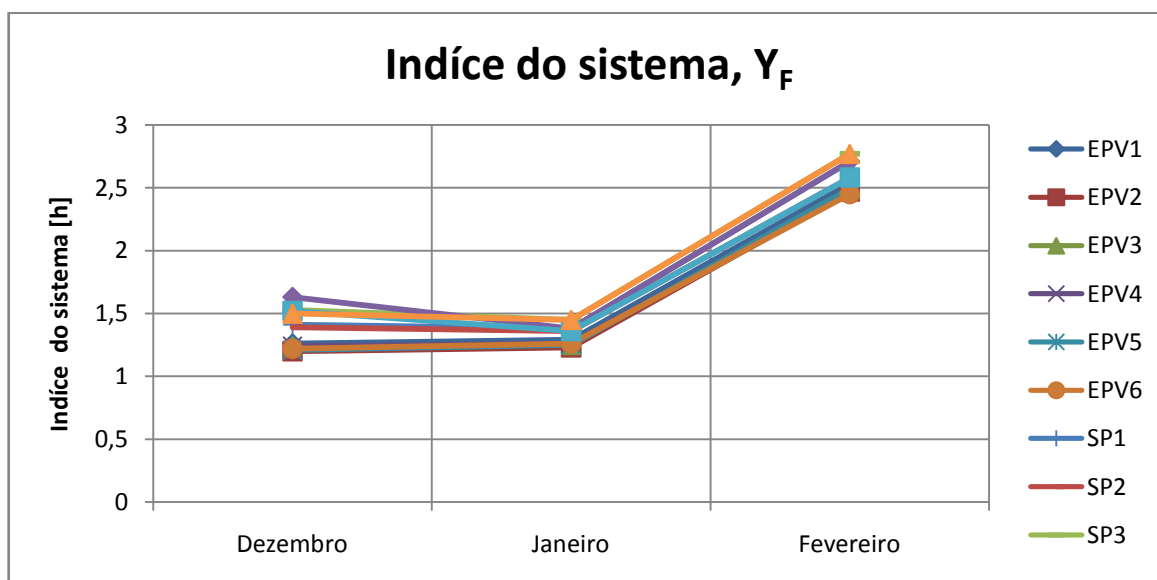


Gráfico 7.6 - Rácio do sistema  $-Y_F$ , em horas, para cada estrutura de Dezembro 2008 a Fevereiro de 2009.

No Gráfico 7.7 apresenta-se os valores do rácio de desempenho. Os valores utilizados para o cálculo de  $Y_R$  são os apresentados no Quadro 7.2.

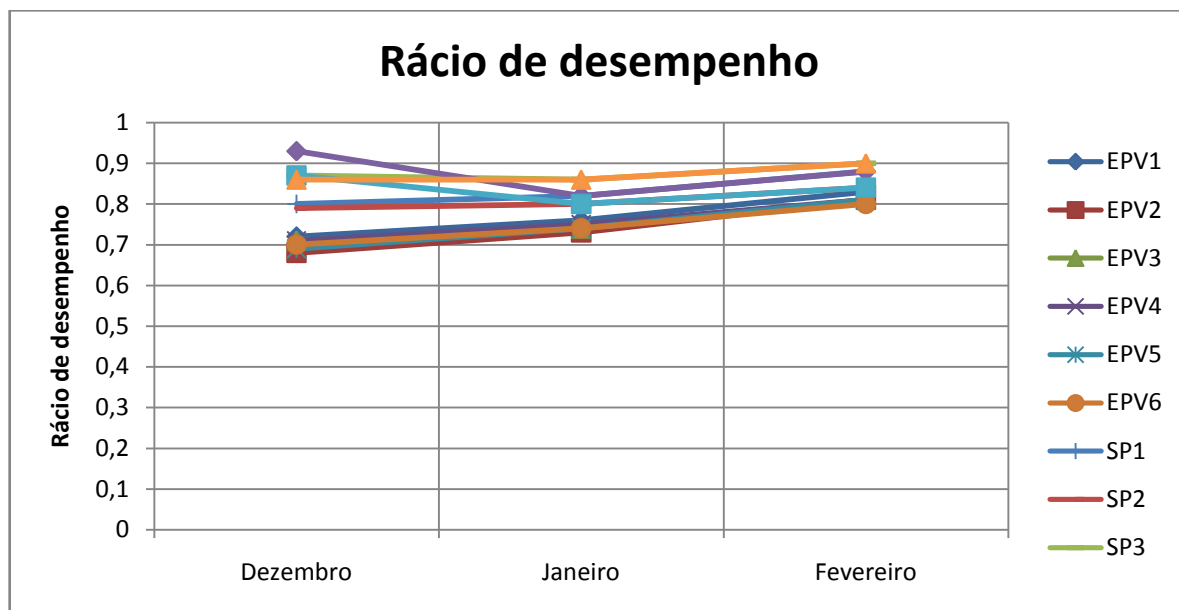


Gráfico 7.7 - PR para cada estrutura de Dezembro 2008 a Fevereiro de 2009.

No Gráfico 7.8 apresenta-se a média dos valores de PR do Gráfico 7.7 para os módulos da *EPV* e *Solar Plus*.

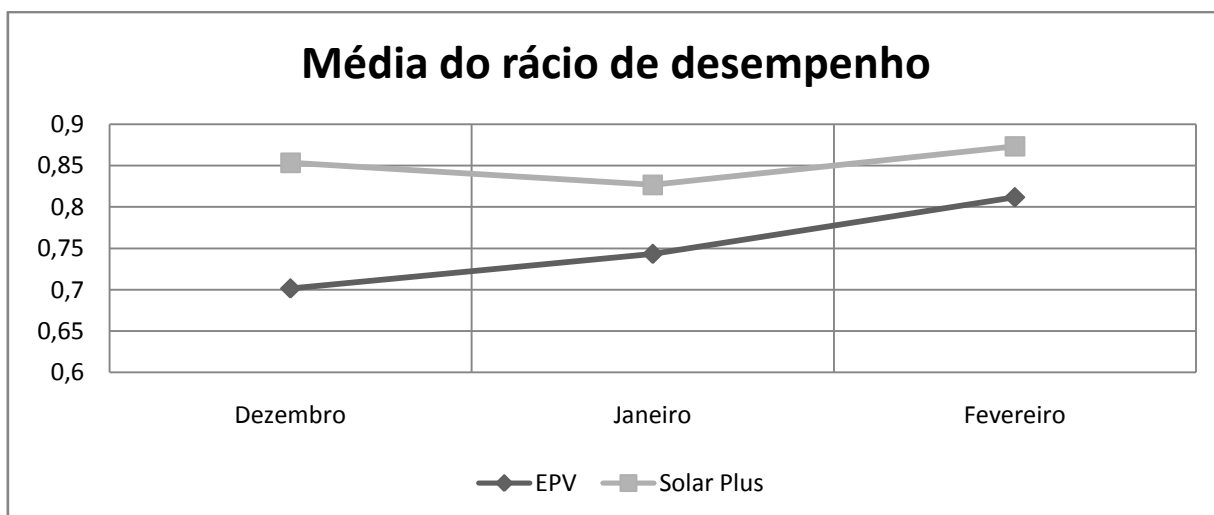


Gráfico 7.8 - Rácio de desempenho médio para os módulos de Dezembro de 2008 até Fevereiro de 2009.

A variação que é apresentada no Gráfico 7.9 estabelece a diferença entre o  $Y_F$  de cada mês entre os módulos *EPV* e *Solar Plus*.

Como já foi referido os módulos *EPV* já estabilizaram a degradação. Assim, comparando o desempenho de ambos em cada mês, é possível acompanhar a degradação dos módulos

*Solar Plus* devido ao SWE e verificar se ocorre estabilização da degradação por parte dos módulos *Solar Plus*.

No Gráfico 7.9 apresenta-se a variação de PR *EPV- SP* que reflecte a variação, para o mes em estudo, do valor de PR dos módulos *EPV* em relação aos módulos *Solar Plus*. Cada variação de PR foi calculada da seguinte forma:

$$\text{Variação de PR EPV - SP} = \frac{EPV}{SP} - 1$$

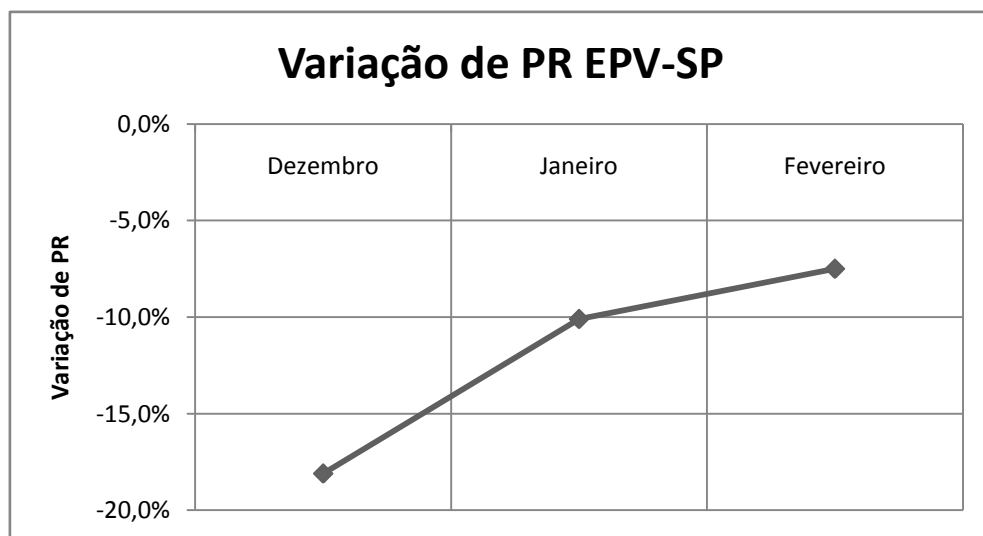


Gráfico 7.9 - Variação do rácio de desempenho para os módulos EPV e Solar Plus.

No Gráfico 7.10 apresenta-se a variação de PR mensal que reflecte a variação entre dois meses consecutivos do valor de PR para os módulos *EPV* e *Solar Plus*. Cada variação de PR foi calculada da seguinte forma:

$$\text{Variação de PR mensal} = \frac{\text{Janeiro}}{\text{Dezembro}} - 1$$

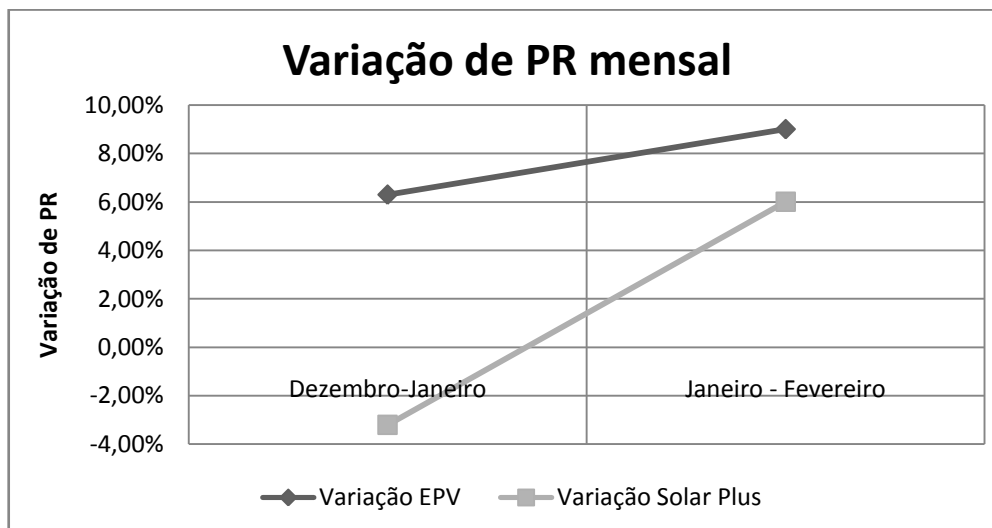


Gráfico 7.10 - Variação do Rácio de desempenho entre dois meses consecutivos.

### 7.2.1 Conclusões

Apesar dos módulos *Solar Plus* apresentarem um valor de PR mensal negativo nos primeiros dois meses, variação entre dois meses consecutivos (Gráfico 7.10), apresentam melhor PR (Gráfico 7.8 e Gráfico 7.9) ao longo dos primeiros 3 meses em serviço em cerca de 10,5%, valor médio dos três meses.

Ao longo dos três meses em análise, a variação entre os módulos *EPV* e *Solar Plus* vai decrescendo, sendo 18% em Dezembro e de 6,3% em Fevereiro. Esta degradação é coincidente com a degradação de potência relacionada com o Efeito de *Staebler-Wronski*, ou seja, vai ocorrendo menor variação derivado à estabilização de potência dos módulos.

## 8 Rendimento

O equipamento que recolhe os dados provenientes dos inversores não forneceu os dados de corrente e tensão c.c durante o estudo, por este motivo não foi possível estudar o rendimento dos módulos em campo.

Para aferir o comportamento da central fotovoltaica desde a sua entrada em funcionamento até Fevereiro de 2009 foi estudado o rendimento total da central. Para isso teve-se em conta todas as perdas de energia desde a saída dos módulos até (perdas nos inversores, cablagem, etc...) ao ponto de injeção de energia na rede de média tensão.

Com o objectivo de confirmar as especificações do rendimento do fabricante dos inversores, foi estudada o rácio de conversão de c.c para c.a. do valor de potência, uma vez que os dados disponíveis não apresentam fiabilidade suficiente para aferir o rendimento efectivo, como será explicado mais a frente.

### 8.1 Descrição do estudo do rendimento total do sistema

O cálculo do rendimento total do sistema foi efectuado através da seguinte equação:

$$\eta_{total} = \frac{\left( \frac{\text{Energia AC entregue à rede}}{\text{Energia Solar}} \right)}{\text{Área do sistema}} \quad (2)$$

Até Agosto de 2008 a área do sistema constituído por 15 estruturas de 162 módulos, com 0,79 m<sup>2</sup> cada, era de 1921 m<sup>2</sup>. Após Agosto de 2008 e até Dezembro do mesmo ano, a área foi ampliada para 2304 m<sup>2</sup> e até Março de 2009, com a última ampliação do parque, a área ficou em 3839 m<sup>2</sup>.

### 8.1.1 Resultados obtidos

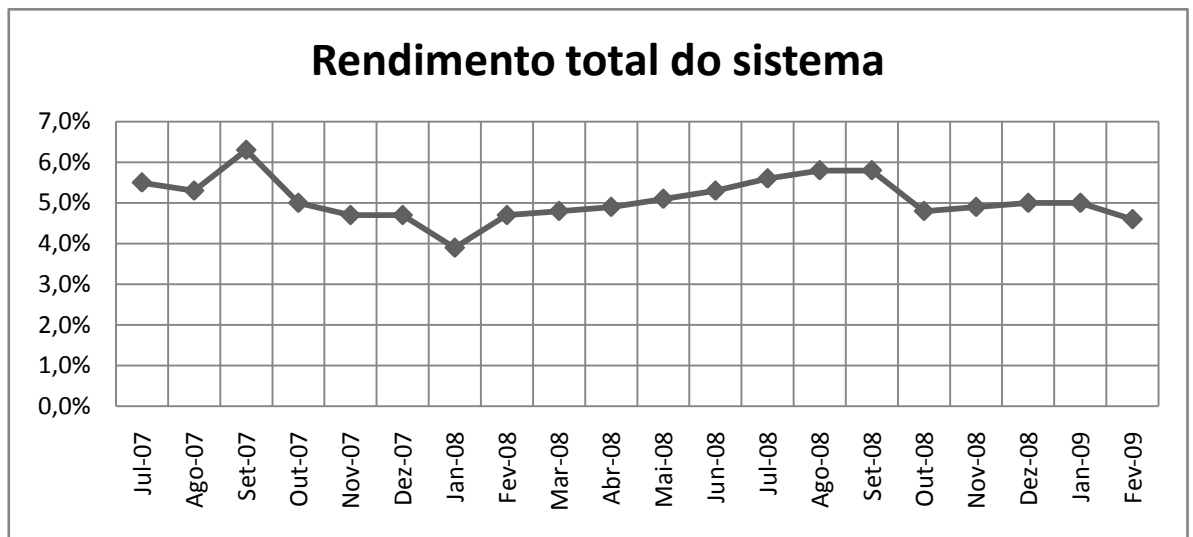
No Quadro 8.1, encontram-se compilados os valores médios diários de energia solar e energia entregue à rede, fornecida pelo equipamento de recolha de dados, e o rendimento total do sistema, calculado através da equação 2.

Quadro 8.1 – Rendimento mensal entre Agosto de 2007 e Fevereiro de 2009.

	Rendimento	Energia Solar média diária ajustada	Energia média diária injectada na rede
	%	kWh.m <sup>-2</sup>	kWh
2007			
Julho	5,5%	5,49	582,9
Agosto	5,3%	5,48	560,6
Setembro	6,3%	4,23	510,1
Outubro	5,0%	4,12	392,7
Novembro	4,7%	3,45	313,6
Dezembro	4,7%	2,59	234,5
2008			
Janeiro	3,9%	2,22	165,8
Fevereiro	4,7%	2,93	264,2
Março	4,8%	3,95	363,6
Abril	4,9%	4,16	391,8
Maio	5,1%	3,87	381,7
Junho	5,3%	5,73	582,2
Julho	5,6%	5,70	608,2
Agosto	5,8%	5,29	588,9
Setembro	5,8%	4,61	612,9
Outubro	4,8%	3,72	413,6
Novembro	4,9%	2,60	291,2
Dezembro	5,0%	1,75	337,6
2009			
Janeiro	5,0%	1,41	274,0
Fevereiro	4,6%	2,94	514,1
<b>Média</b>	<b>5,1%</b>		
Desvio padrão	0,7%		

No Gráfico 8.1 apresenta-se a evolução, entre Julho de 2007 e Fevereiro de 2009, do rendimento total da central fotovoltaica de Valadas apresentado no Quadro 8.1.





**Gráfico 8.1 – Rendimento mensal da central de Valadas, desde da sua entrada em funcionamento em Julho de 2007 até Fevereiro de 2009.**

### 8.1.2 Conclusão

O sistema tem em média um rendimento de 5,1% no período compreendido entre Julho de 2007 e Fevereiro de 2009. Durante o ano de 2008 o rendimento do sistema foi de 5,05 %. Como se pode observar pelo Gráfico 8.1, o mês de Setembro de 2007 foi o que apresentou melhor rendimento. Por outro lado, o mês de Janeiro de 2008 foi o que apresentou menor rendimento.

Nos meses de Inverno (Novembro a Fevereiro) o rendimento do sistema é de 4,5% enquanto nos meses de Verão (Junho a Setembro) a média é de 5,7%.

Comparando o rendimento do mês de Setembro de 2007 com o rendimento dos dois meses anteriores, o rendimento foi superior em 1%, o que pode indiciar que houve algum problema na captação dos dados de energia produzida ou da radiação solar.

## 8.2 Rácio da conversão da potência c.a./c.c.

Neste capítulo, o cálculo realizado pode ser considerado uma aproximação algo grosseira do real valor do rendimento do inversor conforme é explicado pela marca do inversor “Uma detecção do grau de rendimento realizada pelo operador mediante a medição dos valores de corrente e de tensão na entrada e na saída com aparelhos de medição de grandes tolerâncias disponíveis no mercado produz resultados insatisfatórios. Uma detecção exacta do grau de rendimento só é possível com analisadores de potência altamente precisos e muito dispendiosos sob condições laboratoriais...” (30)

Seguindo a recomendação da marca do inversor, neste capítulo, ao rácio entre a energia c.a. à saída do inversor e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico não se chama de rendimento do inversor mas sim de relação de potência c.a./c.c.

Devido a problemas com o equipamento de recolha de dados apenas se teve acesso aos dados de corrente e tensão c.c. referentes a quatros meses em 2008.

Através da seguinte equação calculou-se o rácio entre a potência de entrada e a potência de saída do inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{\text{Potência c.a. à saída do inversor}}{\text{Potência PV MPPT}}$$

Sabendo que a potência c.a. é obtida através da seguinte relação:

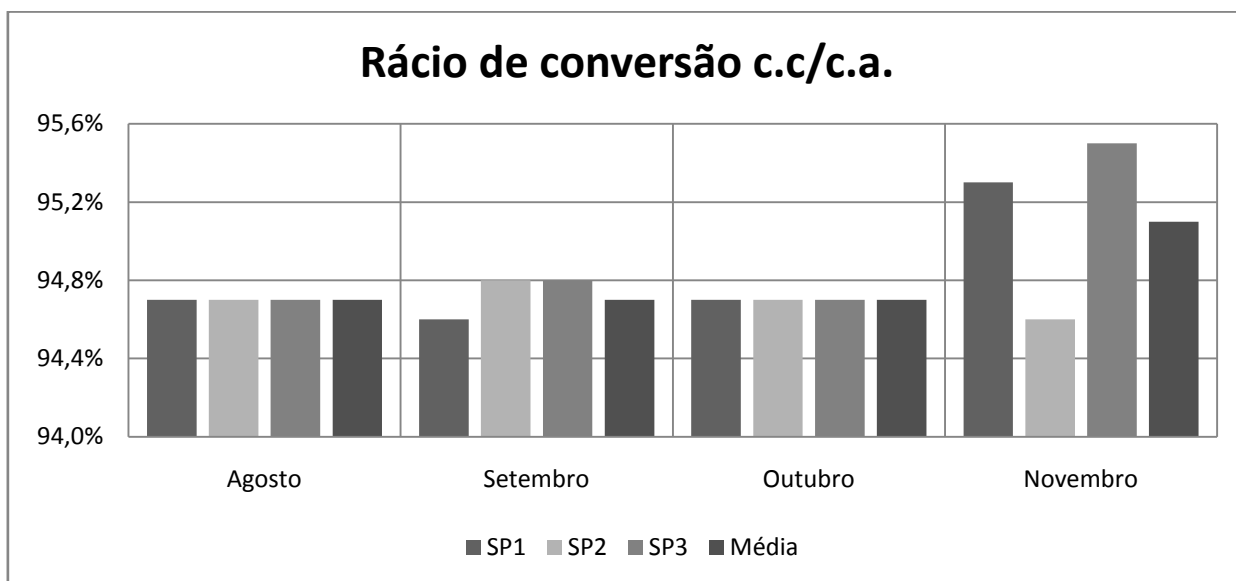
$$\text{Potência c.a. à saída dos inversores} = \Sigma(\text{Potência c.a.})$$

-

E que a potência PV MPPT obtém-se da equação:

$$\text{Potência PV MPPT} = \Sigma(\text{tensão c.c} \times \text{corrente c.c.})$$

No Gráfico 8.2 apresenta-se o rácio entre a potência à entrada e à saída do inversor entre Agosto e Novembro de 2008.



**Gráfico 8.2 - Rácio de conversão da potência de c.c para c.a. entre Agosto e Novembro de 2008 dos inversores SMA 6000A com módulos da Solar Plus.**

### 8.2.1 Conclusão

A ficha técnica do inversor SMC 6000A (31) indica um rendimento de 96 %. Pelos valores obtidos, verificou-se que no período em análise o rácio, c.a/c.c. em campo, foi cerca de 95 %, o que está bastante próximo do valor do fabricante.

## 9 Estudo da fotodegradação de módulos em campo

### 9.1 Descrição do estudo realizado

Os módulos instalados na central fotovoltaica de Valadas têm tempos de serviço diferentes, possibilitando o estudo da evolução da fotodegradação em diferentes períodos de acordo como o Quadro 9.1, podendo-se estudar dessa forma a evolução da fotodegradação a médio prazo.

No capítulo 9.2 faz-se o resumo da evolução do valor de potência dos módulos *Solar Plus* e *EPV* durante os três estudos realizados.

No capítulo 9.3, descreve-se o valor de potência dos módulos *Solar Plus* e *EPV*.

O estudo de fotodegradação focou-se em três partes:

No capítulo 9.4, a comparação da potência dos módulos em campo, denominada potência de campo, com a potência de referência (42 W pico para os módulos SP42 e 40 W pico para os módulos EPV) e o estudo da degradação dos parâmetros eléctricos;

No capítulo 9.5, pretende-se estudar a degradação ocorrida em cada mês do estudo;

No capítulo 9.6 faz-se a comparação da degradação de potência entre dois meses consecutivos de forma a avaliar a evolução da degradação e assim tentar verificar a ocorrência do recozimento.

Por fim, no capítulo 9.7 verifica-se a influência das poeiras e/ou sujidade na potência dos módulos.

Quadro 9.1 – Resumo da nomenclatura utilizada para o estudo efectuado.

Módulos	Meses de estudo	Meses de funcionamento da instalação
SP antigos (SN A1 e A2)	Junho a Setembro de 2009	Quatro meses, desde dos 10 meses em serviço
SP recentes (SN B1 e B2)	Junho a Setembro de 2009	Quatro meses, desde dos 6 meses em serviço
EPV (SN C1 e C2)	Julho a Setembro de 2009	Três meses, desde dos 30 meses em serviço

## 9.2 Resumo da evolução da potência dos módulos Solar Plus e EPV

No Quadro 9.2 estão resumidos os valores obtidos de potência de campo nos diversos estudos efectuados.

Quadro 9.2 - Resumos dos valores da evolução da potência dos módulos em campo

Estudo	SN	Módulos	Potência [W]		Meses de funcionamento da instalação [meses]										
			Referência	Fábrica	6	7	8	9	10	11	12	13	30	31	32
1º	A1	SP antigos	42	48,5					40,7	40,1	40,8	40,7			
	A2			46,9					39,2	37,8	38,9	38,5			
2º	B1	SP recentes	42	47,1	43,0	41,5	42,3	43,2							
	B2			48,0	43,3	42,5	43,2	43,6							
3º	C1	EPV	40	50,6									38,7	39,4	40,0
	C2			50,8									38,2	39,3	39,7

Comparando os valores dos três estudos realizados, verifica-se que entre o primeiro e o último estudo apenas o módulo A2 perdeu potência.

Com a média dos resultados de cada estudo obteve-se o seguinte gráfico:

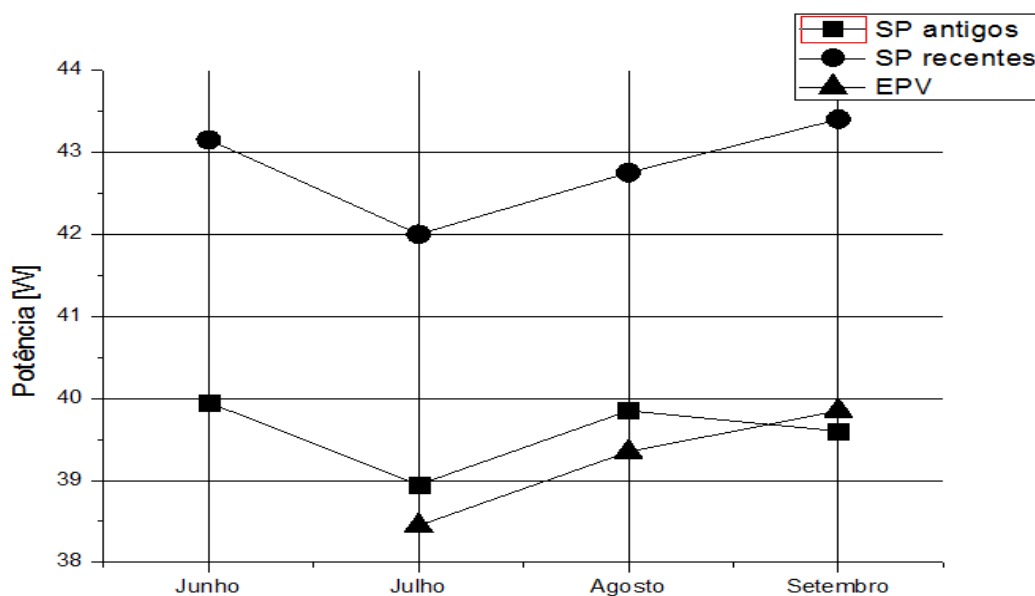


Gráfico 9.1 – Evolução da potência dos 3 tipos de módulos durante os quatro estudos realizados.

Pela análise do Gráfico 9.1 é visível uma recuperação de potência, entre os meses de Julho e Setembro com excepção dos módulos SP antigos.

No entanto, verifica-se que para estes módulos a diferença registrada no mês de Julho a Setembro é pouco significativa.

### 9.3 Descriminação de potência dos módulos *Solar Plus* e EPV

No Quadro 9.3 apresenta-se a potência de referência dos diferentes módulos, a potência no teste final de fábrica e a potência de campo para os estudos que decorreram durante os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro de 2009.

Quadro 9.3 – Descriminação de potência: de referência, teste final de fábrica e de campo nos meses de estudo.

Junho 2009					
Módulos	SN	Potência de Referência [W]	Potência de fábrica [W]	Potência de campo [W]	Tempo de campo [meses]
SP	A1	42	48,5	40,7	10 (Ago-08)
	A2		46,9	39,2	10 (Ago-08)
	B 1		47,1	43	6 (Dez-08)
	B2		48	43,3	6 (Dez-08)
Julho 2009					
SP	A1	42	48,5	40,1	11 (Ago-08)
	A2		46,9	37,8	11 (Ago-08)
	B1		47,1	41,5	7 (Dez-08)
	B2		48	42,5	7 (Dez-08)
EPV	C1	40	50,6	38,7	30 (Jan-07)
	C2		50,8	38,2	30 (Jan-07)
Agosto 2009					
SP	A1	42	48,5	40,8	12 (Ago-08)
	A2		46,9	38,9	12 (Ago-08)
	B1		47,1	42,3	8 (Dez-08)
	B2		48	43,2	8 (Dez-08)
EPV	C1	40	50,6	39,4	31 (Jan-07)
	C2		50,8	39,3	31 (Jan-07)
Setembro 2009					
SP	A1	42	48,5	40,7	13(Ago-08)
	A2		46,9	38,5	13 (Ago-08)
	B1		47,1	43,2	9 (Dez-08)
	B2		48	43,6	9 (Dez-08)
EPV	C1	40	50,6	40,0	32 (Jan-07)
	C2		50,8	39,7	32(Jan-07)

## 9.4 Potência de campo vs potência de referência

Realizou-se o estudo comparativo entre a potência de campo dos módulos e a potência de referência, com o objectivo de averiguar se o produto se encontra nas condições de garantia oferecida pela Solar Plus.

As medições foram efectuadas depois dos módulos se encontrarem à temperatura ambiente. Para este estudo os módulos foram testados depois de serem limpos de modo a garantir que a sujidade não influenciase o teste.

No Quadro 9.4 apresenta-se a variação média mensal da potência entre a potência de referência e a potência medida, no respectivo mês (de Junho a Setembro de 2009).

**Quadro 9.4 - Variação de potência de cada módulo SP 42 e EPV após um período de campo nos meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro**

Junho 2009					
Módulos	SN	Data de Instalação em campo	Potência de referência [W]	Potência de campo [W]	Variação da potência medida
SP	A1	Ago-08	42	40,7	-3,1%
	A2	Ago-08		39,2	-6,7%
	B1	Dez-08		43	2,4%
	B2	Dez-08		43,3	3,1%
Julho 2009					
SP	A1	Ago-08	42	40,1	-4,5%
	A2			37,8	-10,0%
	B1	Dez-08		41,5	-1,3%
	B2			42,5	1,1%
EPV	C1	Jan-07	40	38,7	-3,2%
	C2			38,2	-4,4%
Agosto 2009					
SP	A1	Ago-08	42	40,8	-2,9%
	A2			38,9	-7,5%
	B1	Dez-08	42	42,3	0,6%
	B2			43,2	2,9%
EPV	C1	Jan-07	-40	39,4	-1,4%
	C2			39,3	-1,8%

Setembro 2009					
SP	A1	Ago-08	42	40,7	-3,2%
	A2			38,5	-8,3%
	B1	Dez-08	42	43,2	2,9%
	B2			43,6	3,7%
EPV	C1	Jan-07	40	40,0	-0,1%
	C2			39,7	-0,9%

No Gráfico 9.2 apresenta-se a variação média dos resultados do Quadro 9.4.

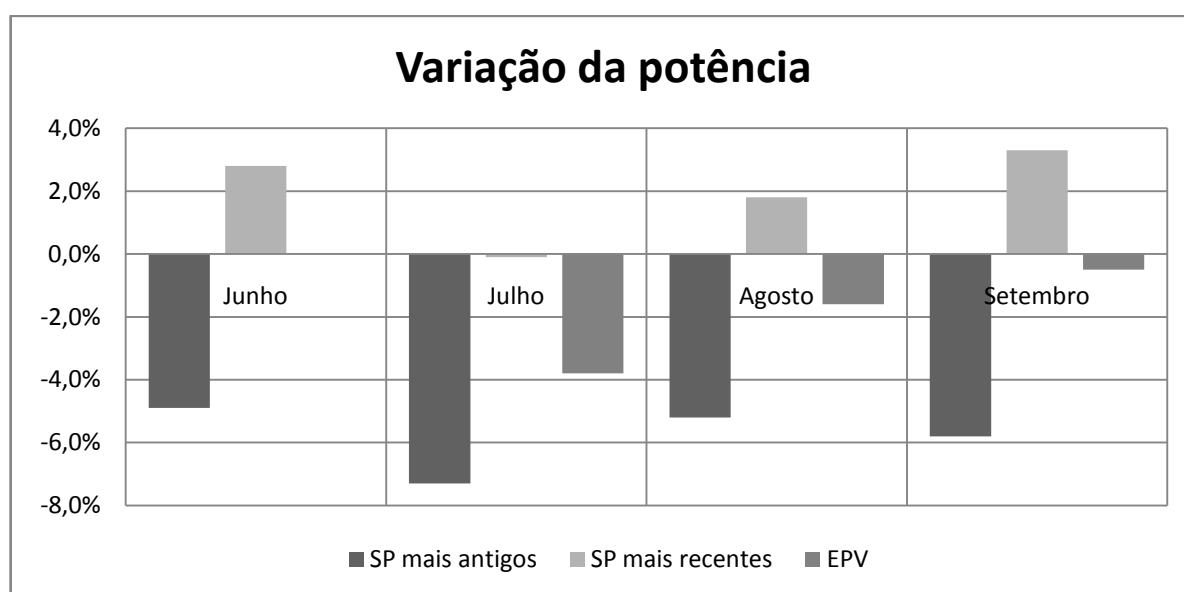


Gráfico 9.2 - Variação média da potência de campo em comparação com a potência de referência entre Junho e Setembro de 2009

Globalmente poderá concluir-se uma depreciação da potência para os valores de potência de referência com excepção dos módulos SP recentes.

#### 9.4.1 Conclusão

Relativamente ao mês de Junho, a degradação de potência dos módulos, em relação à potência de referência, ao fim de 10 meses, módulos SP antigos (A), em campo variou entre os 3,1 e 6,7 %. Os módulos com 6 meses de campo, módulos SP recentes (B), ainda apresentam uma potência superior à potência de referência.



Para o mês de Julho, a degradação de potência dos módulos em relação à potência de referência ao fim de 11 meses em campo, módulos mais antigos (A), variou entre os 4,5 e 10 %.

Os módulos SP recentes (B), com 7 meses de campo, apresentam uma potência de cerca de 42 W, ou seja, potência de campo similar à de referência.

Os módulos EPV (C) apresentam uma potência de campo inferior à de referência (40 W) entre 3,2 e 4,4 %.

Dos resultados referentes ao mês de Agosto, verifica-se que os módulos SP antigos (A) apresentam uma potência entre 3 e 7,5 % inferior à potência de referência. Os módulos SP recentes (B) apresentam uma recuperação da potência sendo esta superior à de referência. Os módulos EPV apresentam uma potência de 1,6 % inferior à potência de referência.

Dos resultados do mês de Setembro, os módulos SP antigos (A), apresentam uma potência inferior entre 3 e 8,3 % à potência de referência. O módulo A2 que foi o que sofreu maior degradação teve uma recuperação de 2,5 %.

Os módulos SP recentes (B), apresentam uma potência de campo superior à de referência em cerca de 3%. Os módulos EPV apresentam uma potência semelhante à potência de referência.

## **9.5 Degradação das características eléctricas**

Nesta avaliação, foi estudada a evolução das características eléctrica dos módulos. Esta comparação, foi feita entre os dados de teste à saída da fábrica com os dados de teste realizado após a limpeza do módulo. Para os módulos EPV recorreu-se aos dados apresentados na etiqueta dos módulos pois não se teve acesso aos dados de fábrica.

No Quadro 9.5 apresenta-se a variação dos parâmetros eléctricos para os módulos SP42 e EPV, para o estudo do mês de Julho de 2009.

Quadro 9.5 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Junho.

Junho de 2009											
SN	Data de Instalação em campo	$V_{oc}$	$I_{sc}$	$FF^{11}$	$V_m$	$I_m$	$R_s$	$R_{sh}$	Potência [W]		Variação da Potência
									Inicial	Final	
A1	Ago-08	-3,2%	-4,2%	-9,5%	-5,5%	-11,1%	23,1%	-26,5%	48,5	40,7	-16,1%
A2	Ago-08	-2,9%	-5,0%	-9,5%	-8,8%	-8,4%	23,4%	-24,6%	46,9	39,2	-16,4%
B1	Dez-08	-2,0%	-4,0%	-3,0%	-5,9%	-3,1%	12,4%	-10,3%	47,1	43	-8,7%
B2	Dez-08	-1,6%	-2,0%	-6,5%	-5,8%	-4,3%	15,1%	-23,4%	48	43,3	-9,8%

No Gráfico 9.3 apresenta-se os valores médios da variação referentes ao quadro anterior.

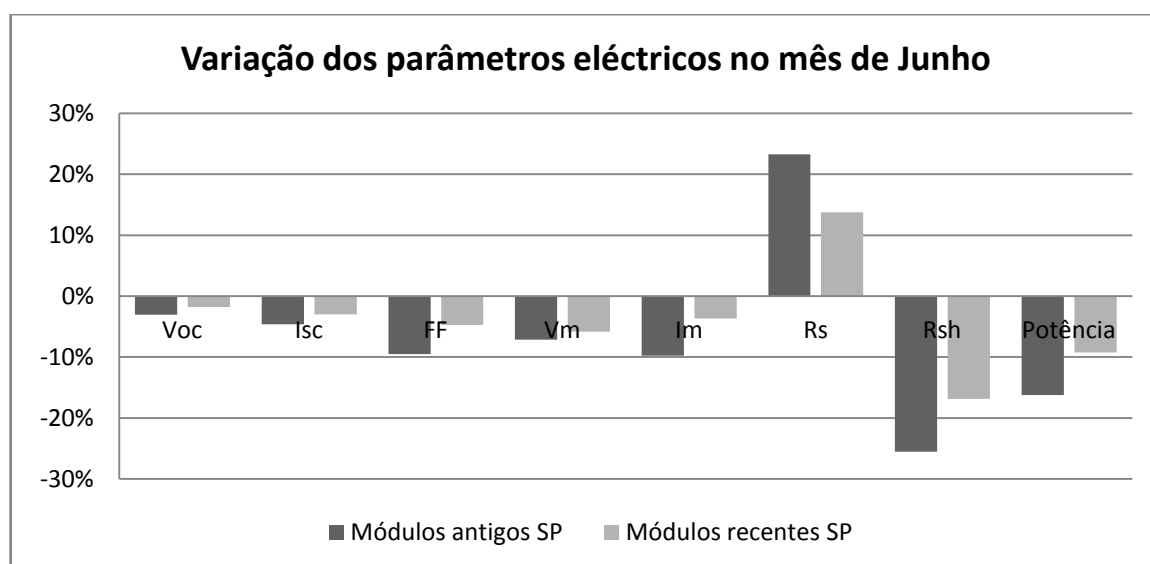


Gráfico 9.3 - Variação média dos parâmetros eléctricos dos módulos SP42 após um período de campo.

Para os módulos SP antigos, com 10 meses de campo, existe uma diminuição da potência em mais de 16 %, um valor inferior em cerca de 8 W de potência. Os módulos SP recentes, em campo há 6 meses, sofreram uma diminuição de potência em cerca de 9%, uma perda de potência superior a 4 W. Nos quatro módulos ocorre deterioração de todos os parâmetros eléctricos, sendo que o aumento do valor da resistência série,  $R_s$ , é um factor de diminuição de desempenho da célula solar.

<sup>11</sup> É o desvio da curva I-V em relação à idealidade, estabelece a relação entre a área do produto de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  com área do produto de  $I_m$  e  $V_m$ , isto é o potência máxima da célula.

No Quadro 9.6 apresenta-se a variação dos parâmetros eléctricos para os módulos SP42 e EPV para o estudo do mês de Julho de 2009.

Quadro 9.6 – Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Julho.

Julho de 2009											
SN	Data de Instalação em campo	$V_{oc}$	$I_{sc}$	FF	$V_m$	$I_m$	$R_s$	$R_{sh}$	Potência [W]		Variação da Potência
									Inicial	Final	
A1	Ago-08	-3,4%	-5,7%	-9,2%	-5,3%	-12,7%	22,3%	-25,1%	48,5	40,1	-17,3%
A2		-3,6%	-7,1%	-10,0%	-8,7%	-11,7%	22,7%	-25,3%	46,9	37,8	-19,4%
B1	Dez-08	-3,0%	-5,9%	-3,6%	-3,9%	-8,5%	13,8%	-13,6%	47,1	41,5	-12,0%
B2		-2,7%	-2,8%	-6,5%	-6,2%	-5,7%	13,0%	-25,3%	48	42,5	-11,6%
C1	Jan-07	-5,0%	-8,2%	X	-9,7%	-15,2%	X	X	50,6	38,7	-23,5%
C2		-4,6%	-8,2%	X	-6,6%	-19,4%	X	X	50,8	38,2	-24,8%

No Gráfico 9.4 apresenta-se os valores médios da variação referentes ao quadro anterior.

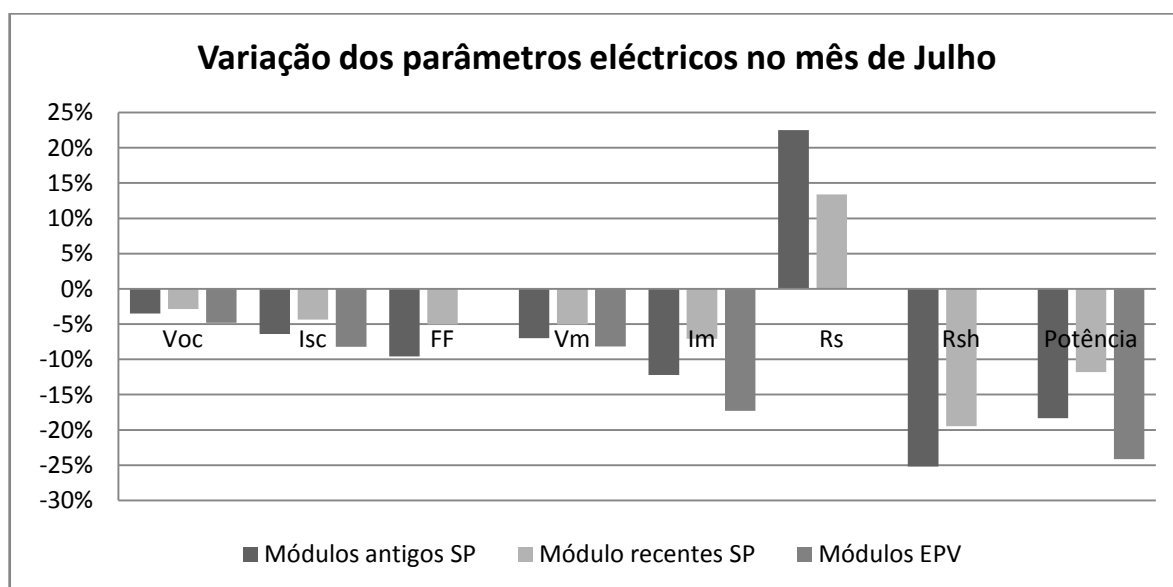


Gráfico 9.4 - Variação média dos parâmetros eléctricos dos módulos SP42 e EPV após um período de campo.

Para os módulos com 11 meses de campo (módulos SP antigos) existe uma diminuição da potência entre 17,3 e 19,4 %, com uma perda máxima de potência de 9 W.

Os módulos em campo há 7 meses (módulos SP recentes) sofreram uma diminuição de potência em cerca de 12 %, mais de 5 W de potência.

Nos módulos em campo desde Janeiro de 2007 (módulos EPV) existe uma diminuição entre 23,5 e 25%, o que se traduz numa perda de potência superior a 12 W.

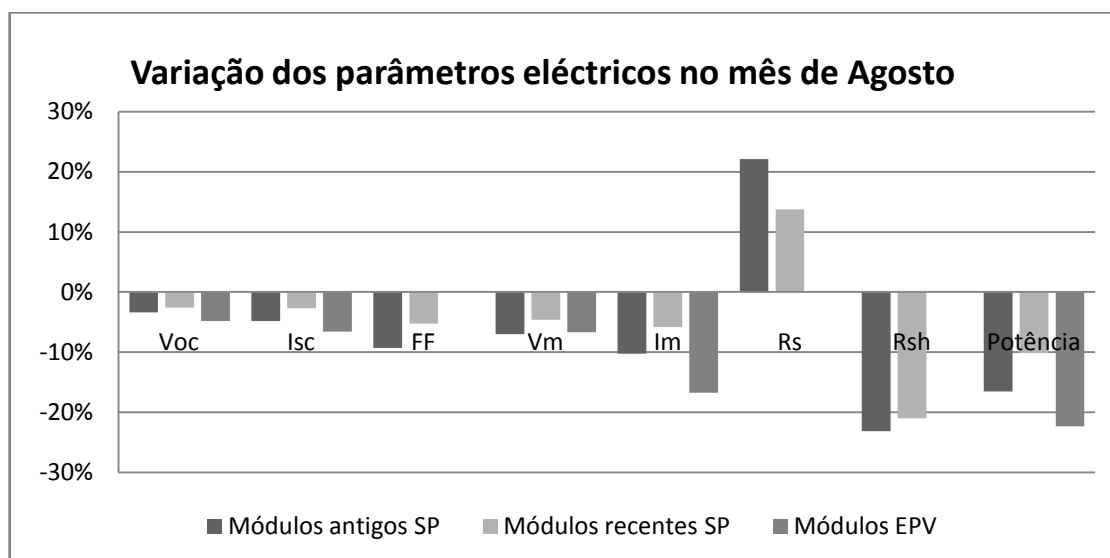
Nos seis módulos ocorre degradação de todos os parâmetros eléctricos.

No Quadro 9.7 apresenta-se a variação dos parâmetros eléctricos para os módulos SP42 e EPV para o estudo do mês de Agosto de 2009.

**Quadro 9.7 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Agosto.**

Agosto de 2009											
SN	Data de Instalação em campo	$V_{oc}$	$I_{sc}$	FF	$V_m$	$I_m$	$R_s$	$R_{sh}$	Potência [W]		Variação da Potência
									Inicial	Final	
A1	Ago-08	-3,2%	-4,4%	-9,2%	-5,3%	-11,2%	22,5%	-23,4%	48,5	40,8	-15,9%
A2		-3,6%	-5,2%	-9,4%	-8,7%	-9,3%	21,7%	-22,9%	46,9	38,9	-17,2%
B1	Dez-08	-2,6%	-4%	-4,1%	-4,6%	-6,0%	13,3%	-14,7%	47,1	42,3	-10,3%
B2		-2,6%	-1,4%	-6,4%	-4,6%	-5,7%	14,2%	-27,3%	48	43,2	-10,0%
C1	Jan-07	-4,8%	-6,9%	X	-6,4%	-16,7%	X	X	50,6	39,4	-22,1%
C2		-4,8%	-6,3%	X	-7,0%	-16,8%	X	X	50,8	39,3	-22,6%

No Gráfico 9.5 apresenta-se os valores médios da variação referentes ao quadro anterior para o mês de Agosto de 2009.



**Gráfico 9.5 - Variação média dos parâmetros eléctricos dos módulos SP42 e EPV após um período de campo.**

Os módulos SP apresentam uma degradação de potência de 16%.

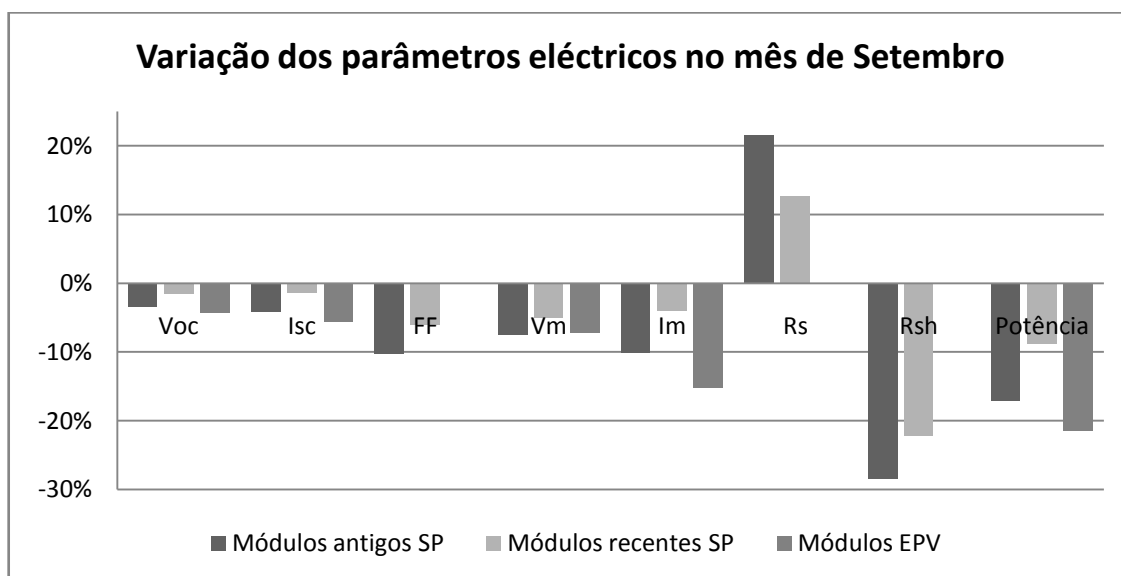
Os módulos SP recentes tiveram uma degradação de 10% enquanto os módulos EPV tiveram uma degradação de 22%.

No Quadro 9.8 apresenta-se a variação dos parâmetros eléctricos para os módulos SP42 e EPV para o estudo do mês de Setembro de 2009.

**Quadro 9.8 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV durante o mês de Setembro.**

Setembro de 2009											
SN	Data de Instalação em campo	$V_{oc}$	$I_{sc}$	FF	$V_m$	$I_m$	$R_s$	$R_{sh}$	Potência [W]		Variação da Potência
									Inicial	Final	
A1	Ago-08	-3,5%	-3,9%	-9,6%	-5,1%	-11,6%	21,1%	-26,4%	48,5	40,7	-16,2%
A2		-3,4%	-4,4%	-11,0%	-10,0%	-8,7%	21,9%	-30,5%	46,9	38,5	-17,9%
B1	Dez-08	-1,9%	-2%	-4,9%	-5,2%	-3,3%	12,1%	-21,3%	47,1	43,2	-8,2%
B2		-1,3%	-0,9%	-7,2%	-4,9%	-4,6%	13,2%	-23,0%	48	43,6	-9,3%
C1	Jan-07	-4,8%	-5,4%	X	-8,6%	-13,5%	X	X	50,6	40,0	-21,0%
C2		-3,9%	-5,9%	X	-5,9%	-17,0%	X	X	50,8	39,7	-21,9%

No Gráfico 9.6 apresenta-se os valores médios da variação referentes ao quadro anterior.



**Gráfico 9.6 - Variação dos parâmetros eléctricos de cada módulo SP42 e EPV após um período de campo.**

Os módulos SP antigos apresentam uma degradação de potência entre 16 e 18%.

Os módulos SP recentes apresentam uma degradação entre 8 e 9% e os módulos C tiveram uma degradação de 22 %.

### **9.5.1 Conclusão**

Como se pode concluir nos quatro estudos e como seria de prever, o valor de degradação de potência é maior para os módulos em campo há mais tempo.

Nos seis módulos ocorre deterioração de todos os parâmetros eléctricos, sendo que o aumento do valor da resistência série,  $R_s$ , é um factor de determinante para a diminuição do desempenho da célula.

Os valores que sofrem maior degradação são os valores das resistências e os valores máximos de tensão e corrente, sendo estes dois parâmetros responsáveis pela diminuição do valor do factor de forma.

## **9.6 Comparação da degradação de potência entre dois estudos consecutivos**

O objectivo deste estudo é comparar a evolução mensal da potência entre Junho e Setembro de 2009. Durante estes meses, os módulos experimentam diferentes temperaturas de serviço, de modo a averiguar-se se ocorre recozimento, tal como é referido no capítulo 4.1.4.

No Gráfico 9.7 apresenta-se a variação da potência para os módulos SP42 e EPV entre o estudo dos meses de Junho e Julho de 2009.

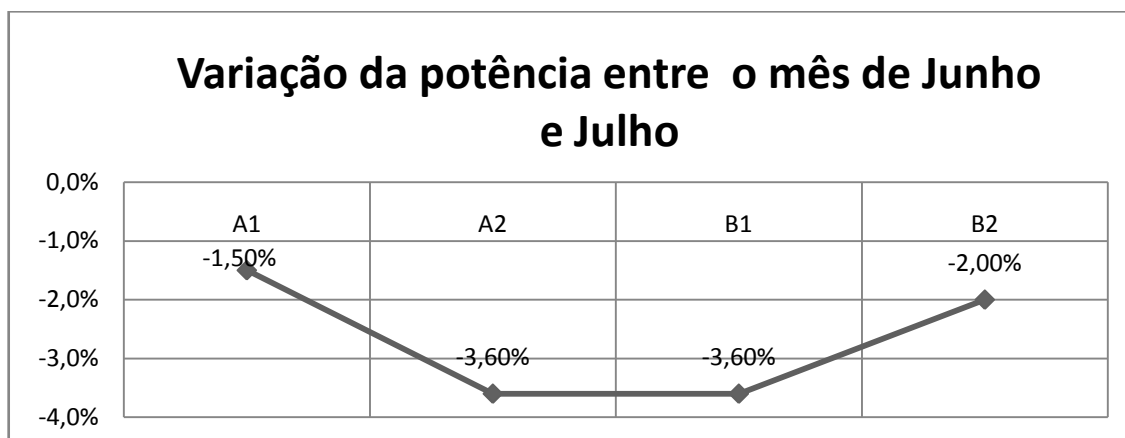


Gráfico 9.7- Variação da potência nos módulos SP entre o mês de Junho e Julho de 2009.

Em todos os módulos verificou-se uma degradação de potência em comparação com os resultados obtidos no mês de Junho.

Para os módulos A existiu uma degradação entre Junho e Julho entre os 1,5 e os 3,6 %, cerca de 1,5 W de perda máxima de potência.

Nos módulos B ocorreu uma degradação entre os 2 e os 3,6%, registando-se uma perda máxima de potência de 1,5 W.

No Gráfico 9.8 apresenta-se a variação da potência para os módulos SP42 e EPV entre o estudo dos meses de Julho e Agosto de 2009.

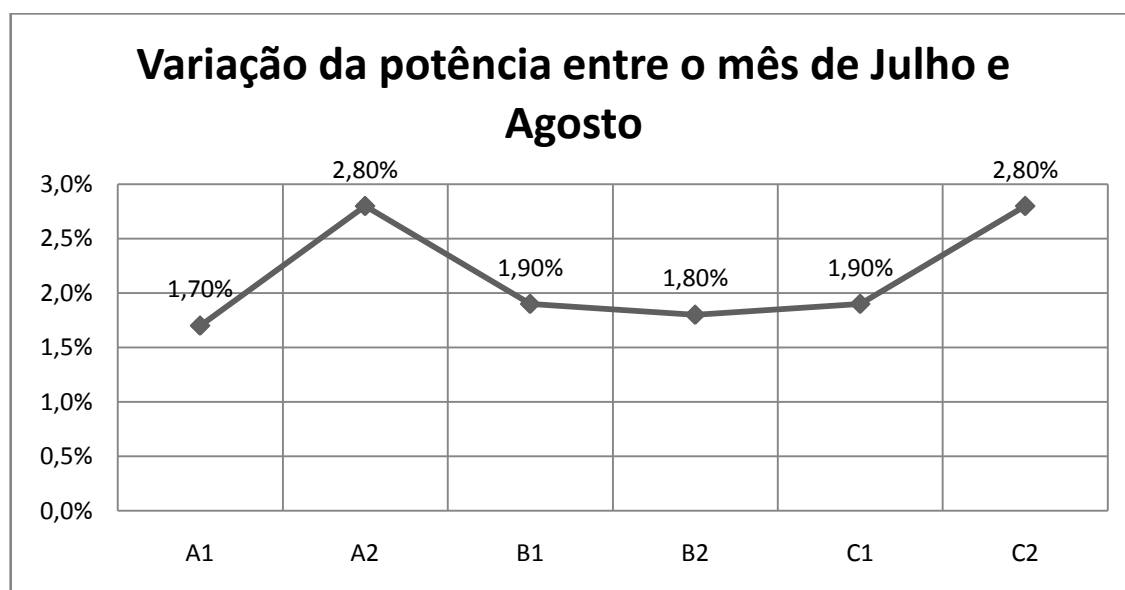


Gráfico 9.8 - Variação da potência nos módulos SP e EPV entre o mês de Julho e Agosto de 2009.

Em todos os módulos verificou-se uma recuperação de potência em comparação com os resultados obtidos no mês de Julho.

Para os módulos A entre Junho e Agosto existiu uma recuperação entre 2 e 3%, num ganho máximo de potência de 1 W.

Nos módulos B verificou-se uma recuperação de 2%, inferior a 1 W.

Nos módulos C ocorreu uma recuperação de potência em cerca de 1%, inferior a 1 W.

No Gráfico 9.9 apresenta-se a variação da potência, para os módulos SP42 e EPV entre os meses de Agosto e Setembro de 2009.

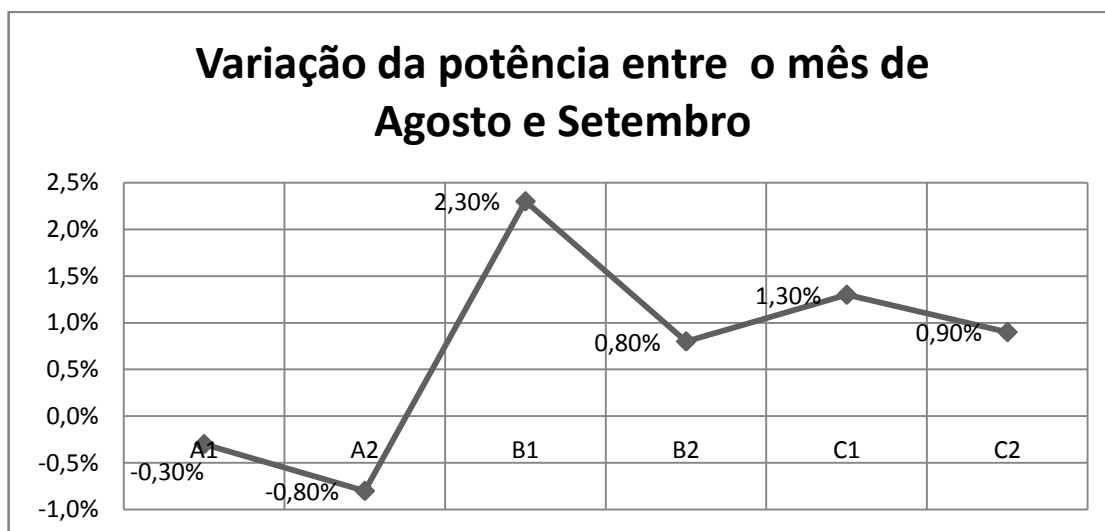


Gráfico 9.9 - Variação da potência dos módulos SP e EPV entre o mês de Agosto e Setembro.

Para os módulos A entre Agosto e Setembro existiu uma degradação inferior a 1%, menos de 0,5 W.

Nos módulos B verificou-se uma recuperação entre 1 e 2,3%, atingindo um ganho máximo de 1 W.

Nos módulos C ocorreu uma recuperação de potência em cerca de 1%, cerca de 0,5 W.

### 9.6.1 Conclusão

A evolução da potência nos meses de Junho e Julho foi negativa para todos os módulos, verificando-se no mês de Agosto o início de recuperação de potência em todos os módulos testados, tendo-se registado no mês de Setembro a continuação da recuperação de potência em quatro dos seis módulos em teste.



## 9.7 Estudo da influência da sujidade na potência dos módulos

Estudou-se o benefício que a limpeza do módulo tem na potência do módulo. Os parâmetros foram testados antes e após a limpeza do módulo efectuada com um pano embebido em álcool isopropílico.

Os módulos, A, B e C, encontram-se em três estruturas com localizações diferentes na central fotovoltaica.

A estrutura com módulos B é a que se encontra mais próxima de uma zona de levantamento de terras e a estrutura com módulos C é a que se encontra mais distante da zona de movimentação de terras.

No Quadro 9.9 apresenta-se a variação da potência após ser efectuada a limpeza dos módulos retirados de campo em Junho de 2009.

**Quadro 9.9 – Variação da potência após limpeza dos módulos no mês de Junho.**

Junho 2009			
SN	Potência [W]		Variação %
	Antes da limpeza	Após a limpeza	
A1	40,9	40,7	-0,5%
A2	39,3	39,2	-0,3%
B1	42,6	43	0,9%
B2	42,6	43,3	1,6%
Julho 2009			
A1	39,4	40,1	1,8%
A2	37,5	37,8	0,8%
B1	39,9	41,5	4,0%
B2	40,7	42,5	4,4%
C1	37,9	38,7	2,1%
C2	38,3	38,2	-0,1%
Agosto 2009			
A1	38,1	40,8	7,0%
A2	37,5	38,9	3,7%
B1	39,5	42,3	7,1%
B2	40,3	43,2	7,3%
C1	38,7	39,4	2,0%
C2	38,3	39,3	2,7%

Setembro			
A1	40,2	40,7	1,2%
A2	38,6	38,5	-0,1%
B1	41,5	43,2	4,2%
B2	43,2	43,6	0,9%
C1	39,4	40,0	1,4%
C2	40,2	39,7	-1,2%

No Gráfico 9.10 apresenta-se a variação média do valor de potência após ser efectuada a limpeza dos módulos em campo entre os meses de Junho e Setembro de 2009.

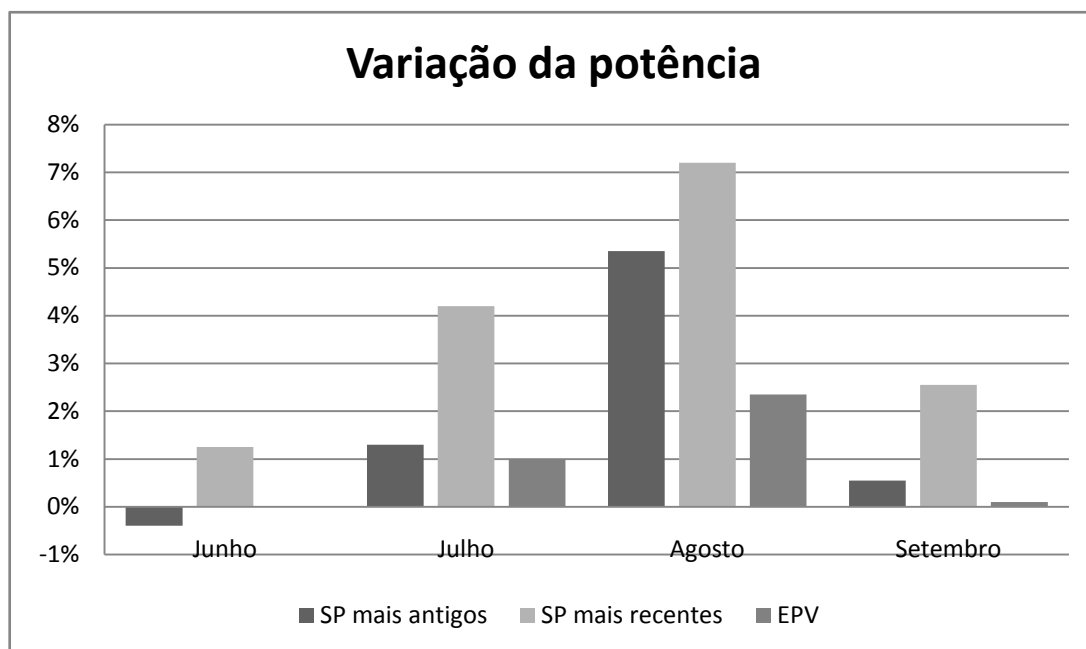


Gráfico 9.10 – Variação média após efectuada a limpeza dos módulos em campo de Junho a Setembro.

### 9.7.1 Conclusão

No mês de Junho os módulos foram retirados de campo após forte precipitação, pelo que os módulos já não estavam totalmente sujos. A variação reflecte a influência que a limpeza tem na potência do módulo.

A limpeza melhorou entre 0,9 e 1,6 % a potência dos módulos B. Note-se que se não tivesse ocorrido precipitação este valor seria superior.

Os módulos B perderem potência depois de efectuada a limpeza, mesmo após o teste após os módulos serem limpos ser repetido 3 vezes, tendo-se utilizado o valor de potência mais elevado. Na Figura 9.1 mostra-se uma fotografia da estrutura com módulos com B (de Dezembro de 2008) onde é possível ver a diferença entre os módulos limpos e os módulos com poeiras acumuladas.



**Figura 9.1 – Estrutura com módulos limpos e com poeira acumulada em campo, Junho de 2009.**

No mês de Julho, devido ao erro verificado no teste do mês de Junho, alterou-se o procedimento para quatro ensaios ao módulo sujo e após limpeza. Através deste novo método, já não se verificou a existência de módulos limpos com potência média inferior à potência média dos módulos serem limpos.



**Figura 9.2 – Estrutura com módulos limpos e com poeira acumulada em campo, Julho de 2009.**

A figura acima apresentada corresponde à estrutura mais próxima dos trabalhos de movimentação de terras (estrutura com módulos B). Verifica-se que os módulos em Julho

têm maior quantidade de poeiras acumuladas que em Junho (note-se que em Junho tinha ocorrido forte precipitação no dia anterior à recolha dos módulos).

A limpeza melhorou entre 0,8 e 1,8 % a potência dos módulos A.

Para os módulos B, ocorreu uma melhoria em torno dos 4%, quase 2 W de potência. Este valor mais elevado é explicado pela maior sujidade dos módulos devido ao movimento de terras de uma obra existente perto dessa estrutura.

Para os módulos C, ocorreram duas situações distintas, um dos módulos não sofreu alterações significativas na potência, enquanto o outro teve uma melhoria de 2% após efectuada a limpeza.

Os módulos C apresentaram uma melhoria de potência entre os 2 e os 2,7%, cerca de 1 W.

Na Figuras 9.3 apresenta-se um dos módulos, em campo, com sujidade acumulada no período do mês de Agosto.



**Figura 9.3 – Pormenor da sujidade acumulada no módulo B durante o mês de Agosto.**

Na Figura 9.4 apresenta-se um módulo com uma parte ainda suja e outra já limpa.



**Figura 9.4 – Pormenor de uma zona do módulo onde é visível a diferença entre uma região limpa e outra suja.**

Nos resultados do mês de Agosto, devido à limpeza dos módulos B verificou-se uma melhoria entre os 3,7 e os 7%. Os módulos B apresentaram uma melhoria na potência de 7%, cerca de 3 W. Os módulos C, como se encontravam mais afastados da zona de obras, foram os que apresentaram menor variação da potência, após efectuada a limpeza da sujidade acumulada.

Nos resultados do mês de Setembro, para os módulos A, verificou-se uma melhoria máxima na potência de 1%. Os módulos B apresentaram uma melhoria na potência entre 1 e 4%, ou seja, no melhor dos casos de 2 W.

Os módulos C apresentaram uma melhoria de potência de 1,4%. O resultado obtido após a limpeza do módulo A2, que após a limpeza perdeu potência, é um erro que pode ser explicado pelo facto do desvio padrão destas medidas efectuadas ser muito superior ao das restantes medidas.

## **9.8 Conclusão geral**

### **9.8.1 Evolução dos parâmetros eléctricos**

Os módulos apresentam uma degradação de potência significativa entre os dois primeiros meses em campos, ocorrendo a partir do mês de Agosto uma recuperação de potência, que embora não hajam certezas sobre o que sucedeu, existem algumas hipóteses tais como: efeito de recozimento, a possibilidade do testador de módulos encontrar-se descalibrado ou, a possibilidade do aumento de potência se dever a diferentes níveis de radiação durante as medições.

Entre o mês de Julho (último mês a apresentar degradação de potência) e o mês de Agosto o nível de radiação das medições é semelhante, pelo que o último factor não parece ter influenciado os resultados obtidos, mantendo-se no entanto como hipóteses os outros dois factores.

Em relação ao descalibramento do testador de módulos, no último mês, foram efectuados medições nos dois testadores de módulos existentes na fábrica. Os resultados finais apresentam diferenças inferiores a 2 %, tendo-se registado maior potência dos módulos para

um maior nível de radiação no testador de módulos utilizado nos estudos anteriores, existindo coerência nestes dois resultados. Deste modo, desconsidera-se como provável, esta causa, para os resultados obtidos no mês de Agosto.

Através de uma análise pormenorizada dos resultados obtidos no capítulo 9.6 verifica-se que um dos módulos, instalados na mesma estrutura e com a mesma data de fabrico, continuou a recuperação de potência iniciada no mês de Agosto e no outro módulo ocorreu uma ligeira degradação de potência, mas inferior à verificada entre os meses de Junho e Julho. Em relação ao par de módulos “C” a recuperação de potência foi superior a 1 %.

De salientar que os dois módulos “A”, sofreram uma menor variação de potência em comparação com o par de módulos “B”, podendo ser resultante do facto do processo de estabilização de potência, que ocorre nas células de silício amorfo após algum período em campo, já estar a ocorrer.

Os valores do último estudo parecem apontar para a possibilidade do aumento de potência se dever ao recozimento, visto que a menor recuperação registada pode ser justificada por uma menor temperatura de funcionamento (a temperatura ambiente em Setembro não é tão quente como a de Agosto), pois a menor temperatura ambiente habitualmente registada em Setembro não é tão favorável a este fenómeno.

Por outro lado estes resultados parecem enfraquecer a tese que se baseia no facto do aumento de potência ser devida ao descalibramento do testador de módulos. Os módulos apresentaram maior potência do que a potência real mesmo tendo em consideração que o nível de radiação das medições do mês de Setembro foi superior em 4-5 % ao mês de Agosto e superior em 2 % em relação ao mês de Julho. Em caso de degradação efectiva os resultados obtidos deveriam ser substancialmente diferentes nos meses de Agosto e Setembro e o resultado de potência obtido seria inferior em alguns watts nos dois estudos.

Em resumo:

- O nível de radiação nos testes é semelhante, sendo que no mês de Agosto (no que começou a registar recuperação de potência) teve menor nível de radiação que no mês de Julho
- Em comparação entre os dois testadores de módulos, registou-se um resultado coerente e a diferença de ambos os testes, quer a nível de radiação, quer a nível de potência final não é significativa;

- A diferença de temperaturas ambiente entre os meses de Agosto e Setembro pode justificar a menor recuperação ou a ligeira degradação de potência verificada entre os estudos destes dois meses.

### **9.8.2 Influência da sujidade na potência dos módulos**

O estudo foi efectuado durante os meses de Verão, de Junho a Setembro, meses em que habitualmente ocorre pouca precipitação. Desta forma, pode-se considerar que o estudo decorreu no período do ano em que existe maior acumulação de poeiras. A perda de potência devido à sujidade e/ou poeiras acumuladas, ao longo de um mês, nos módulos instalados nas estruturas mais afastadas do local das obras é cerca de 4 %. A estrutura perto do local de movimentação de terras, pode ser considerada um caso de sujidade extremo, pois ocorre o levantamento de muita poeira pelo que a perda de potência se situa entre os 4 e os 7 %.

## 10 Estudo de sombreamento

### 10.1 Descrição do estudo efectuado

De forma a compreender a influência do sombreamento no comportamento dos módulos fotovoltaicos foram estudados diversos tipos de diferentes sombreamentos.

Tipicamente os módulos fotovoltaicos são instalados “ao alto” (vide Figura 9.1). Foram efectuados dois testes com o objectivo de simular diferentes áreas de sombreamento que ocorre tipicamente nas centrais fotovoltaica, ou seja, o sombreamento horizontal do módulo.

#### 10.1.1 Sombreamento de diferentes áreas do módulo

- Sombreamento de 15 e 50 % de área do módulo inoperativa



Figura 10.1 - Módulo com 15 % de área inoperativa.



Figura 10.2 - Módulo com 50 % de área inoperativa.

Como já foi referido o sombreamento que ocorre tipicamente nas centrais fotovoltaicas “cobre” uma determinada área de diversas células simultaneamente, pelo que se torna necessário estudar o comportamento do módulo com um outro tipo de sombreamento, ou seja, o sombreamento total de uma ou mais células. Este estudo sobre o sombreamento é importante para se perceber qual a melhor forma de instalar os módulos em campo

Os módulos da *Solar Plus* contêm 40 células, mas as células de cada extremo do módulo são células mortas, pelo que não é necessário cobri-las com a película preta durante o teste, como é visível na Figura 10.5. Para cada estudo o módulo foi coberto com uma fita preta para simular a inoperatividade das células.



### 10.1.2 Sombreamento de uma ou mais células no módulo

- Uma célula inoperativa no módulo



Figura 10.3 - Módulo com uma célula inoperativa.

- Uma célula inoperativa de cada lado do módulo

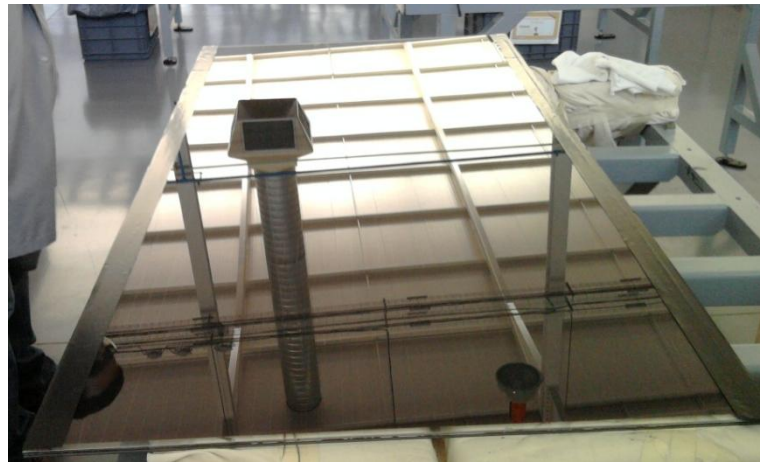


Figura 10.4 - Uma célula inoperativa de cada lado do módulo.

- Duas células inoperativas de cada lado do módulo



Figura 10.5 - Pormenor de duas células inoperativas no módulo.

- Duas células inoperativas de um lado do módulo e uma célula do outro lado do módulo;



Figura 10.6 - Duas células inoperativas de um lado e uma célula no outro lado do módulo.

### 10.1.3 Resultados obtidos

- Sombreamento de 15% de área do módulo

$V_m$	$I_m$	$V_{oc}$	$I_{sc}$	Potência [W]	% de perda de potência
-1,3%	-13,4%	-1,6%	-13,4%	43,6	-14,5%

- Sombreamento de 50% de área do módulo

$V_m$	$I_m$	$V_{oc}$	$I_{sc}$	Potência [W]	% de perda de potência
-6,9%	-50,7%	-6,7%	-48,6%	23,4	-54,1%

Pela relação entre a perda de potência e a área coberta é possível verificar que existe uma relação directa entre ambos. Os valores de  $I_m$  e  $I_{sc}$  também decrescem na mesma proporção, pelo que o valor de perda de potência é devido ao decréscimo dos valores de corrente e não de tensão.

### 10.1.4 Sombreamento de uma ou mais células no módulo

- Uma célula inoperativa no módulo

$V_m$	$I_m$	$V_{oc}$	$I_{sc}$	Potência [W]	% de perda de potência
-9,9%	0,6%	-2,3%	0,0%	46,2	-9,5%

Com apenas uma célula inoperativa no módulo a perda de potência é equivalente à perda de potência de 10% de área sombreada no módulo, embora neste caso a área coberta não atinja esse valor. Ao contrário do estudo anterior, neste caso o que está a limitar o valor de potência do módulo são os valores de  $V_m$  e  $V_{oc}$ . Isto significa que cobrir uma célula ou uma área do módulo não provoca a mesma situação, a célula coberta funciona como dissipador de potência.

- Uma célula inoperativa de cada lado do módulo

$V_m$	$I_m$	$V_{oc}$	$I_{sc}$	Potência [W]	% de perda de potência
-26,1%	-6,8%	-10,7%	-1,0%	35,1	-31,1%

Com uma célula inoperativa de cada lado do módulo em vez de apenas uma a perda de potência do módulo verifica-se o que foi dito anteriormente, isto é, que a perda de potência é aumentada devido a um decréscimo significativo do valor de  $V_m$ .

- Duas células inoperativas de cada lado do módulo

$V_m$	$I_m$	$V_{oc}$	$I_{sc}$	Potência [W]	% de perda de potência
-50,5%	-19,6%	-20,2%	-3,2%	20,3	-60,2%

- Duas células inoperativas de um lado do módulo e uma célula do outro lado do módulo;

$V_m$	$I_m$	$V_{oc}$	$I_{sc}$	Potência [W]	% de perda de potência
-41,8%	-15,1%	-17,1%	-2,2%	25,2	-50,7%

Com o aumentar do número de células inoperativas no módulo a perda de potência aumenta drasticamente, principalmente devido ao valor de  $V_m$ , devido ao aumento no número de células a dissipar potência.

## 10.2 Conclusão

Pelos resultados obtidos dos dois tipos de estudos efectuados confirmam-se duas situações:

- O sombreamento que ocorre tipicamente nos módulos em campo, é prejudicial ao seu funcionamento devido à diminuição da corrente na célula que provoca a diminuição da potência do módulo;
- Em campo, deve-se evitar ao máximo o sombreamento paralelo aos cortes a laser. Este tipo de sombreamento é muito mais prejudicial à performance do módulos do que o sombreamento perpendicular aos cortes do laser. Por exemplo, o sombreamento de quatro células, área de 10 % do módulos, é equivalente a cerca de 60 % de área coberta, caso se tratasse de um sombreamento perpendicular aos cortes a laser.

## 11 Conclusão e perspectivas futuras de trabalho

Neste trabalho foram analisados diferentes questões sobre os módulos de Si-a:H em campo:

1. Comparação do desempenho dos novos módulos em campo com os módulos já anteriormente em campo.

As maiores dificuldades na realização deste estudo deveram-se ao desconhecimento da potência real de cada módulo e da existência de factores externos relacionados com as condições em serviço, como seja o efeito da sujidade dos módulos e a degradação dos mesmos.

A análise do rácio de desempenho dos módulos, com diferentes tempos de vida em campo, permitiu verificar uma tendência de aproximação dos valores de PR entre os módulos mais recentes em campo e os instalados há mais tempo, devido à degradação por SWE.

2. Rendimento dos novos e antigos módulos em campo, energia injectada na rede e perdas devido à conversão de energia c.c. para c.a.

O rendimento médio do sistema com todas as perdas associadas a uma central ligada à rede eléctrica (por exemplo, perda nos cabos, na conversão de c.c. para c.a.) é de 5,1 %. É visível que o rendimento de uma central depende da estação do ano, com o rendimento no verão a ser superior a 1 % em comparação com os meses de inverno.

O rácio da conversão de c.c., à entrada do inversor, para c.a., à saída do inversor, nos poucos meses em que foi possível estudá-lo, foi perto de 95 %.

Estes dois dados são importantes pois por um lado a perda de energia de c.c. para c.a. não é imputável à tecnologia ou ao fabrico dos módulos, por outro lado, se houvesse dados que possibilitam calcular o rendimento dos módulos, conseguir-se-ia determinar qual a percentagem de perdas de tudo o que não envolve os módulos, o que é importante para se quantificar as perdas que não afectam os módulos. Deste modo, recomenda-se que num trabalho futuro se monitorize os parâmetros em c.c da tensão e corrente.

3. Compreender o efeito de fotodegradação dos módulos em campo, qual a influência no comportamento dos módulos e qual a sua evolução ao longo do tempo em campo. Qual a influência das poeiras/sujidade na potência dos módulos

Este capítulo foi importante para compreender o comportamento dos módulos em campo, durante os meses de maior calor, e consequentemente aqueles onde há maior energia solar disponível mas também há maior perda de potência devido ao aumento de temperatura, como é indicado pelos coeficientes de temperatura de tensão e potência.

Os resultados obtidos para os meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro comprovam que no mês de maior calor, ocorreu aumento de potência nos módulos estudados, possivelmente devido ao *recozimento*. A maior perda de potência ocorreu nos meses de Junho e Setembro, meses de menor temperatura ambiente, (embora meses de temperaturas mais elevadas que nos meses de Inverno). Com este estudo compreendeu-se melhor o comportamento descrito na literatura sobre para os módulos Si-a em campo.

Os resultados obtidos, em particular o aumento de potência no mês mais de maior calor, demonstram que a disputa entre o efeito de recuperação de ligações pendentes, devido ao *recozimento*, e a perda de potência, provocado pelas elevadas temperaturas, é favorável ao efeito de recozimento. A disputa entre estes dois efeitos não é, no entanto fácil de quantificar, isto é, conhecer a partir de que temperatura de funcionamento ocorre.

Tendo em consideração a especificidade em que decorreu este trabalho, em que os módulos produzidos e objecto de estudo (módulos Solar Plus) coincidiram com o arranque de linha de produção, seria de todo interessante efectuar, em trabalhos futuros, uma amostragem de módulos superior àquela realizada neste trabalho, de modo a aferir um tipo de comportamento mais representativo e perceber a evolução de desempenho do processo de fabrico da linha de produção da Solar Plus, face aos resultados aqui obtidos.

No estudo da influência das poeiras/sujidade o valor de perda de potência máximo foi de 7 % e ocorreu durante o mês de Agosto, numa estrutura que se situava num local perto de levantamento de muitas poeiras devido a obras a decorrer no local.

No dia anterior à recolha dos módulos de campo efectuado no mês de Junho, ocorreu precipitação, sendo a sujidade que não foi removida pela chuva responsável por uma diminuição de potência inferior a 2 %. Estes resultados são importantes para questões de

manutenção de centrais fotovoltaica, concluindo-se que a necessidade de limpeza dos módulos *Solar Plus* é reduzida. Estes dados traduzem-se numa vantagem em termos económicos, requerendo menor manutenção e de segurança, quer para o operador quer para o sistema. A limpeza dos módulos envolve sempre algum risco de ocorrência de fissuras se não se tomar as devidas precauções, por exemplo evitando a lavagem com materiais abrasivos ou a lavagem com água nas horas de maior calor pois os módulos podem atingir temperaturas elevadas

#### 4. Estudo de diferentes tipos de sombreamento.

Na instalação de módulos fotovoltaicos existem duas formas de dispor os módulos, vertical e horizontalmente. Foram simulados sombreamento perpendicular e paralelo às linhas de corte a laser do módulo para diferentes áreas de módulo afectada.

Como nem sempre é possível evitar sombreamentos parciais de alguns módulos, em especial no Inverno, pelos resultados obtidos conclui-se que deve-se, sempre que possível, dispor os módulos verticalmente, pois o sombreamento perpendicular às linhas de corte a laser afecta em muito menor escala a potência do módulo.

Este facto também é importante para as novas aplicações do fotovoltaico, como acontece no BIPV (Integração de fotovoltaico em edifícios - *Building Integrated Photovoltaics*), ou seja, a integração de módulos fotovoltaicos em edifícios, onde o sombreamento não é fácil de controlar nem uniforme (sombras devido à presença de prédios vizinhos, árvores, antenas, etc) e onde, ao contrário de outras tecnologias, a tecnologia Si-a não é tão afectada por este problema, pois a potência do módulo decresce proporcionalmente à área do módulo sombreada.

Dada a crescente importância do BIPV e da problemática questão do sombreamento, será de todo o modo útil estudar o caso real de fachada de edifício, recorrendo para tal à monitorização individual de cada módulo ou a *strings* de poucos módulos em série (3-4 módulos).

## 12 Bibliografia

1. **Castro, Henrique, Guimarães, Mário e Mateus, Tiago.** *Apresentação da empresa Solar Plus: Solar Plus*, 2009.
2. **Biswas, R., Kwon, I. e Soukoulis, C. M.** Mechanism for the Staebler-Wronski effect in a-Si:H. *Physical Review B*. 1991, Vol. 44.
3. **Strahm, Benjamim.** *Staebler-Wronski effect in amorphous silicon PV and procedures to limit degradation*. 2005.
4. **Staebler, D. L. e Wronski, C. R.** Reversible conductivity changes in discharge-produced amorphous Si. *Applied Physics Letters*. 1977, Vol. 31.
5. **Ferreira, Isabel.** *Silício hidrogenado amorfo e nanocristalino produzido pela técnica de hwpa-cvd*. Lisboa : Dissertação apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa para obtenção do grau de Doutor em Engenharia de Materiais, especialidade de Microelectrónica e Optoelectrónica, 2002.
6. **Vorasayan, P., et al.** The Effect of Cell Thickness on Energy Production of Amorphous Silicon Solar Cells.
7. **Roedern, Bolko Von e Kroposki, Benjamin.** *Can the Staebler-Wronski Effect Account for the Long-Term Performance of a-Si PV Arrays?* s.l. : National Renewable Energy Laboratory, 1997.
8. **Del Cueto, Joseph A. e Roedern, Bolko von.** Temperature-induced Changes in the Performance of Amorphous Silicon Multi-junction Modules in Controlled Light-soaking. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 1999.
9. **Ruther, R. e Livingstone, J.** Seasonal variations in amorphous silicon solar module outputs and thin film characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 1993, Vol. 36.
10. **King, D. L., Kratochvil, J. A. e Boyson, W. L.** *Stabilization and performance characteristics of commercial amorphous-silicon PV modules*. s.l. : Photovoltaic Specialists Conference, 2000.
11. **Lim, P. K., et al.** Effect of hydrogen on dangling bond in a-Si thin film. *International Conference on Nanoscience and Technology (ICN&T 2006)*. 2007.
12. **Ruther, R. e Montenegro, A. A.** Performance Test of Amorphous Silicon Modules in Different Climates — Year Four: Progress in Understanding Exposure History Stabilization Effects. NREL, 2008.



13. **Driesse, A. e Harris, B.** *A real world performance comparison between parallel only and series/parallel array configurations under non-uniform conditions.* 2009.
14. **Gregg, A., Parker, T. and Swenson, R.** A "real world" examination of pv systems design and performance. *Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE.* 2005.
15. **National Renewable Energy Laboratory.** What is the energy payback for PV? 2004.
16. **Sanchez, Justine.** PV Energy Payback. *Home Power.* 2008.
17. **National Renewable Energy Laboratory.** *Energy Payback: Clean Energy from PV.* s.l. : U.S. Department of Energy.
18. **Jansen, K. W., Kadam, S. B. e Groelinger, J. F.** *The high energy yield of amorphous silicon modules in a hot coastal climate.*
19. **Rodrigues, Carlos Nunes.** *Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica.* Lisboa : INETI, 2008.
20. **Gottschalg, R., et al.** *Investigating the seasonal performance of amorphous silicon single and multi-junctions modules.* Osaka, Japão : 3rd World Conference on Photovoltaics Energy Conversion, 2003.
21. **Wikipedia** , Acedido em :12,Novembro ,2009 em : <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Cor>>.
22. **KOŁODZIEJ, A.** Staebler- Wronski effect in amorphous silicon and its alloys. *Opto-Electronics Review* 12. 2004.
23. **OpToiq**, Acedido em :15,Agosto ,2010 em: <<http://www.optoiq.com/>>
24. **PVSYST**, *Simulação efectuada no Software*, Acedido em :10,Agosto,2009 em: <[www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)>.
25. **Earth Scan**, Acedido em:20,Março,2010 em: <<http://www.earthscan.co.uk/>>
26. **IEC 61646 :1996.** *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*".
27. **61724, IEC.** *Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data* .
28. **Von Roedern, Bolko e Del Cueto, Joseph.** *Model for Staebler-Wronski Degradation Deduced from Long-Term, Controlled Light-Soaking Experiments.* California : Materials Research Societys, 2000.
29. **Adelstein, S. e Sekulic, B.** Performance and Reliabilitu of a 1-kW Amorphous Silicon Photovoltaic Roofing System. *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition.* 2005.

30. **SMA Solar Techonogy AG.** *Exactidão da medição - Valores energéticos e grau de rendimento dos inversores fotovoltaicos do tipo Sunny Boy e Sunny Mini Central.* Acedido em:23, Fevereiro, 2010 em: <[www.sma.de](http://www.sma.de)>

31. **SMA Solar Techonogy AG,** *Ficha do produto disponível.* Acedido em :10,Setembro,2010 em: <[www.sma.de](http://www.sma.de)>